



**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**SISTEMA HÍBRIDO DIÉSEL-FOTOVOLTAICO:**  
**GESTOR ENERGÉTICO**

**AUTOR: JORGE DESCALZO SÁNCHEZ**  
**TUTOR: VICENTE SALAS MERINO**

**SEPTIEMBRE 2014**



## **AGRADECIMIENTOS**

*En primer lugar, dar las gracias a todos los profesores que he tenido a lo largo de la carrera, en especial a Vicente Salas, que me dio la oportunidad de realizar este trabajo.*

*También quería dar las gracias a todos los amigos que he conocido en la universidad y con los que he pasado cuatro de los mejores años de mi vida. Hemos vivido de todo en estos cuatro años, sobre todo buenos momentos, algunos inolvidables, y decirlos que sin vuestra compañía esto no hubiera sido lo mismo. Estoy seguro que nuestra amistad quedará para siempre porque somos como una familia.*

*Por último, dar las gracias a mi familia que me ha apoyado siempre en esta andadura todo lo que han podido. Gracias por todo.*

# ÍNDICE

## OBJETIVOS

<b>1. Energía fotovoltaica</b>	6
1. Definición	7
2. Tipos de células solares	8
3. Módulo fotovoltaico	9
4. Evolución de la energía fotovoltaica	13
5. Fotovoltaica conectada a la red	17
6. Fotovoltaica aislada	19
7. Sistemas fotovoltaicos: sistemas híbridos	21
<b>2. Sistema híbrido diésel</b>	27
1. Definición	28
2. Clasificación	28
3. Componentes de un sistema híbrido diésel-fotovoltaico	32
4. Presente y futuro de los sistemas híbridos	37
1. Presente	37
2. Futuro	41
<b>3. Gestor energético</b>	43
1. Definición	44
2. Ejemplos de gestores energéticos	45
3. Módulos de un gestor energético	48
4. Modos de operación	49
5. Protecciones	50
6. Dimensionamiento	51
7. Comunicación	61
8. Normativa	62
<b>4. Simulación con homer</b>	64
1. Simulación	65
<b>5. Conclusión</b>	91
<b>6. Anexos</b>	94
1. Anexo SMA: SMA Fuel Save Controller	95
2. Anexo Ingeteam: Ingecom EMS Manager	100
3. Anexo Power Electronics: Freesun PPC	101
<b>7. Referencias</b>	102

## OBJETIVOS DEL PROYECTO

En estos últimos años, se puede comprobar que el precio de los combustibles fósiles ha ido aumentando a la vez que las tecnologías para obtener energía fotovoltaica han ido evolucionando y abaratándose. Esto supone un cambio en el proceso de generación de energía, sobre todo en lugares donde no llega la red eléctrica y su sistema de generación se basa en grupos electrógenos diésel, donde ya no es rentable ni favorable seguir con este sistema de generación y conviene combinar el sistema de generación antiguo, y cada vez más caro, con un sistema barato que aumente la rentabilidad de la producción de energía.

Por ello, el objetivo del proyecto es analizar el funcionamiento de un sistema híbrido formado por un grupo electrógeno y paneles fotovoltaicos, en especial, del dispositivo que se encarga de controlar la inyección de energía de cada tipo, minimizando costes y aprovechando al máximo la energía fotovoltaica para reducir el nivel de emisiones de gases contaminantes. Este dispositivo se llama Gestor Energético.

En la memoria, primero se va a explicar la tecnología fotovoltaica así como su situación en el mercado y las previsiones que se tienen para un futuro. A continuación, se tratarán los distintos sistemas híbridos que existen y se estudiarán las diferentes configuraciones de los mismos así como los equipos que lo constituyen. Se darán ejemplos reales de instalaciones híbridas por todo el mundo y se analizará el futuro de las mismas. Una vez introducidos en el mundo de los sistemas híbridos, se analizará el gestor energético desde el punto de vista técnico. Además, se estudiarán distintas situaciones y problemas que se dan en un sistema híbrido formado por tres generadores, de 400 kW de potencia nominal cada uno, y una potencia fotovoltaica de 800 kW, el objetivo es conocer el funcionamiento del Gestor Energético a lo largo de diferentes situaciones que se dan a lo largo del día. Y por último, se realizará una simulación en el programa HOMER del sistema de generación de una vivienda unifamiliar. En dicha simulación se compararán dos sistemas; por un lado tendremos un sistema sencillo formado por un generador diésel de 5 kW, y por otro lado tendremos un sistema híbrido con el mismo generador de 5 kW añadiéndole una instalación fotovoltaica, el objetivo es estudiar las ventajas y desventajas de ambos sistemas. Para terminar se analizarán los resultados obtenidos para determinar las diferencias que existen entre los dos tipos de sistemas, tanto energéticas como económicas.

# **CAPÍTULO 1: ENERGÍA FOTOVOLTAICA**

## 1.1 DEFINICIÓN

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. La energía fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado célula solar, que funciona de la siguiente manera:

Cuando la luz incide sobre ciertos materiales semiconductores, los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que los tiene ligados a los átomos respectivos. Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido.

La falta de electrón en el enlace roto, que se llama hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de enlace. Los huecos se comportan, en muchos aspectos, como partículas con carga positiva igual a la del electrón.

El movimiento de los electrones y huecos en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por el circuito externo y liberar en él energía cedida por los fotones al crear los pares electrón-hueco.

Para separar los electrones de los huecos e impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico (o la correspondiente diferencia de potencial), que hace que ambos circulen en direcciones opuestas, dando lugar a una corriente en el sentido del citado campo eléctrico.

En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, de conductividades de distinto tipo.

En el caso de que el material conductor sea el Silicio, una de las regiones, llamada de tipo *n*, ha sido impurificada (dopada) con Fósforo, que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el Silicio, y es una región con una concentración de electrones mucho mayor que la de huecos.

La otra, llamada de tipo *p*, ha sido impurificada con Boro, que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el Silicio, y es una región con una concentración de huecos mucho mayores que la de electrones. Las grandes concentraciones de electrones y huecos entre ambas regiones crean, para mantenerse, un campo eléctrico dirigido de la región *n* a la región *p*, que es el responsable, también, de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la célula esta iluminada.

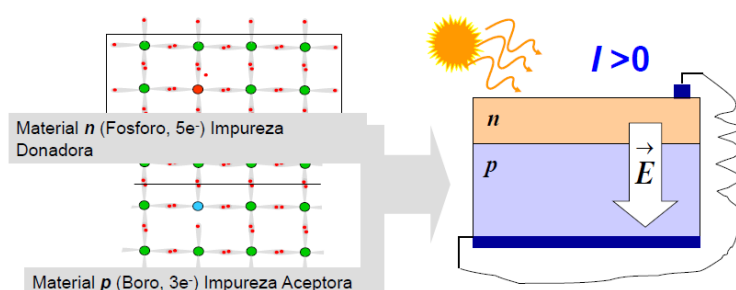


Figura 1 Célula solar

Prácticamente todas las células disponibles en la actualidad están constituidas por una unión p-n como la descrita anteriormente. En las células solares de Silicio, que son las más empleadas en la práctica, la unión se consigue difundiendo una capa de Fósforo en una oblea de Silicio que originalmente esta toda ella impurificada con Boro. La unión es muy superficial, con valores típicos de anchura de la capa difundida (región n) de 0,2-0,5  $\mu\text{m}$ .

El contacto eléctrico sobre la cara iluminada, que será la cara difundida, ha de hacerse de tal forma que se deje al descubierto la mayor parte de su superficie, a fin de que penetre la luz en el semiconductor, pero proporcionando, a la vez, una baja resistencia eléctrica. La solución de compromiso que suele adoptarse consiste en utilizar contactos en forma de peine. Por el contrario, el contacto eléctrico sobre la cara no iluminada cubre todo el área.

Habitualmente se cubre también la cara iluminada con una capa de material anti reflectante para aumentar el porcentaje de la energía solar absorbida por la célula.

## 1.2 TIPOS DE CÉLULAS SOLARES

Principalmente, hay tres tipos de células solares en función del tipo de Silicio que se utiliza, pueden ser **monocristalino**, **policristalino** o **amorfo**.

Las células de Silicio **policristalino** proporcionan un rendimiento menor (12% al 14%) pero tienen como ventajas reducir el espesor hasta algunas micras, se presentan en forma cuadrada aprovechando mejor el espacio, y tienen un menor coste al ser las más delgadas y, por tanto, el proceso de elaboración no es tan complicado como el de la célula **monocristalina**.

Los métodos para fabricar Silicio **amorfo** se basan en la idea de que si se provoca la condensación súbita de una sustancia en fase de vapor, sus átomos no tienen tiempo de agruparse según la configuración más estable y se puede conseguir un sólido amorfo. Las características físicas y la flexibilidad del silicio amorfo hacen de él un material especialmente apto para la producción de células fotovoltaicas. Su principal desventaja es que las células de Silicio amorfo experimentan una disminución de la eficiencia cuando se ven sometidas a una exposición prolongada de la luz solar. La variación principal se produce en las cien primeras horas de exposición y las propiedades de la célula permanecen prácticamente constantes después. El efecto principal es generalmente una disminución del factor de forma y, en menor medida, de la corriente de cortocircuito.


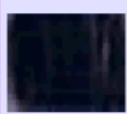
CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Figura 2 Tipos de células solares



## 1.3 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico proporciona los niveles de tensión y corriente adecuados a cada aplicación, protege a las células frente a las agresiones de los agentes de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y, por último, da rigidez mecánica al conjunto.

El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, debe ser superior a 20 años y viene determinado por la duración del encapsulado que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión. Otras características de interés son la facilidad de instalación y limpieza, la transparencia, la disipación de calor de las células y el bajo coste.

Las células se conectan entre ellas a través de la soldadura de los “bus bars”. El material usado es una aleación ligera típicamente constituida de plata o plomo con estaño. Este es un proceso delicado ya que una presión excesiva en los contactos o un exceso de calor pueden producir grietas en las células. Una dispersión elevada entre las corrientes generadas por las distintas células produce el efecto comúnmente llamado como mismatch.

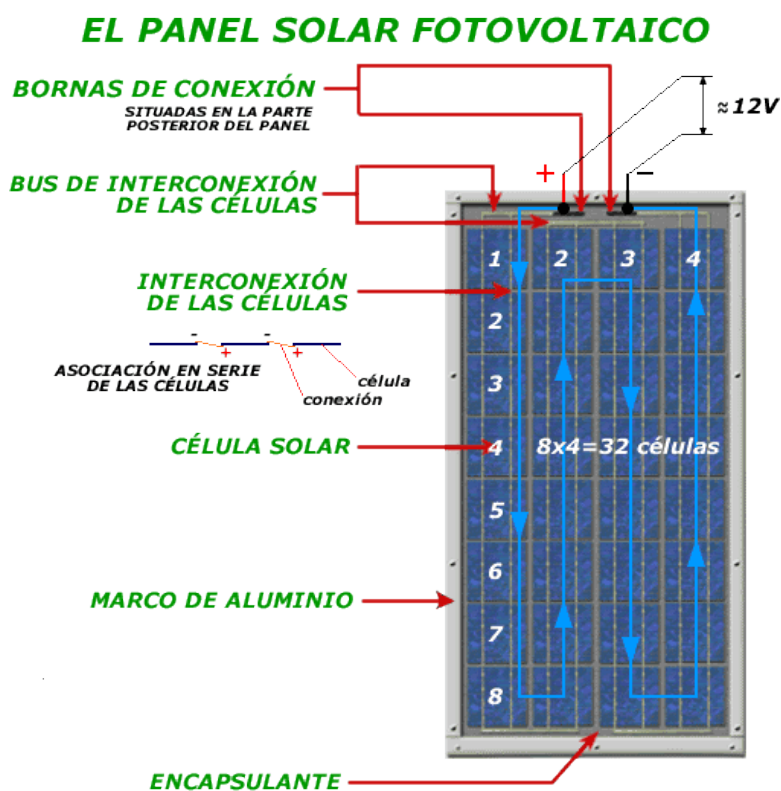


Figura 3 Módulo fotovoltaico

Las celdas se conectan en serie (del lado positivo de una al negativo de la siguiente) para aumentar la tensión. La tensión de circuito abierto de una célula ronda los 0,6 V. Es necesario conectar en serie entre 30 y 36 células con el fin de llegar a tensiones del orden de 20 V. Sin embargo, se habla de una tensión por panel de 12 V. El exceso de tensión se requiere para:

- Compensar la caída de tensión en los conductores y en las cargas.
- Poder cargar las baterías de 12 V nominales, ya que éstas requieren llegar a tensiones de carga del orden de 14,5 V.
- Compensar las pérdidas de tensión entre bornes del panel debido al aumento de la temperatura por exposición a la radiación solar.

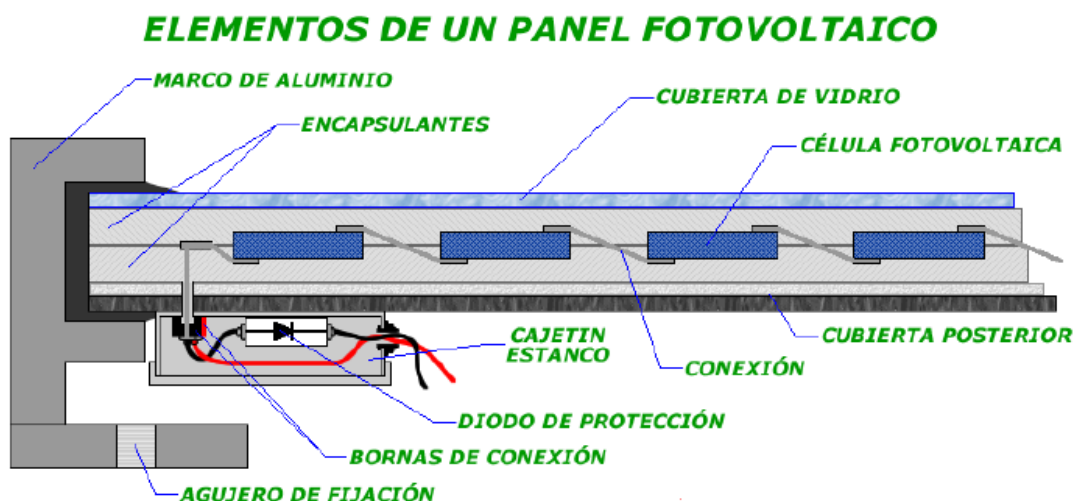


Figura 4 Estructura panel fotovoltaico

Partes de un módulo fotovoltaico:

- **Cubierta exterior:** Es de vidrio, debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- **Encapsulante:** De silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- **Protección posterior:** Igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- **Marco metálico:** De Aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- **Cableado y bornas de conexión:** Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
- **Diodo de protección:** Su misión es proteger contra sobre-cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

El funcionamiento eléctrico de un módulo solar se representa mediante su curva característica I-V:

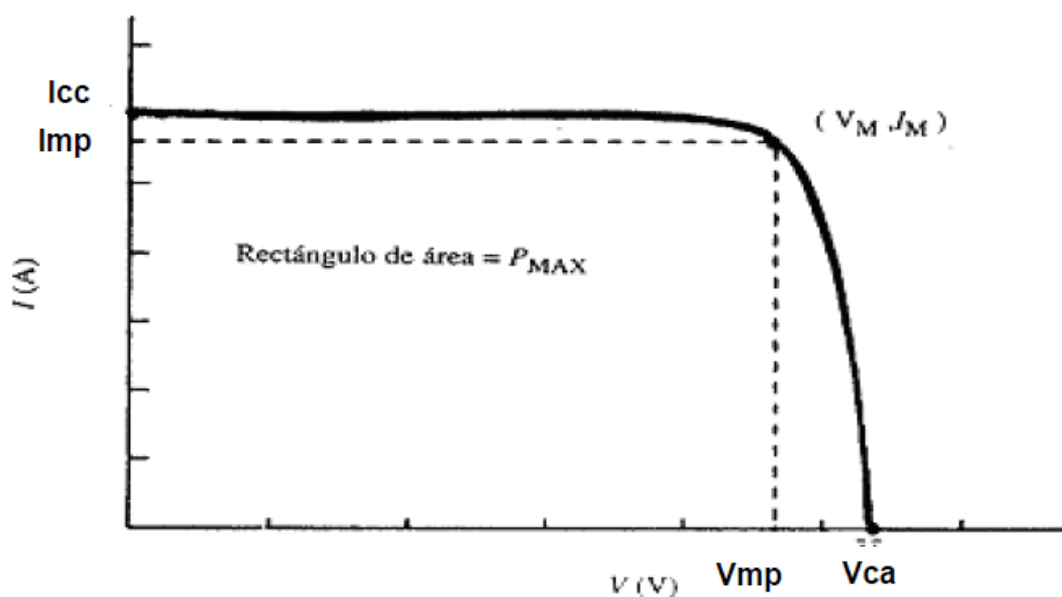


Figura 5 Curva I-V módulo fotovoltaico

- **Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ):** es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no hay conectado ningún consumo y se cortocircuitan sus bornes. Suele rondar los 3 A.
- **Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ):** es la máxima tensión que proporciona el panel, cuando no hay conectado ningún consumo (los bornes están al aire). Suele ser menor de 22 V para módulos que vayan a trabajar a 12 V en su funcionamiento nominal. Normalmente 20 V.
- **Punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ):** es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel. Varía entre 25 y 300 W.
- **Factor de forma (FF):** es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto  $I_{cc} \cdot V_{ca}$ . Suele valer entre 0,7 y 0,8.
- **Eficiencia o rendimiento:** es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Habitualmente entre el 10% y el 18%.

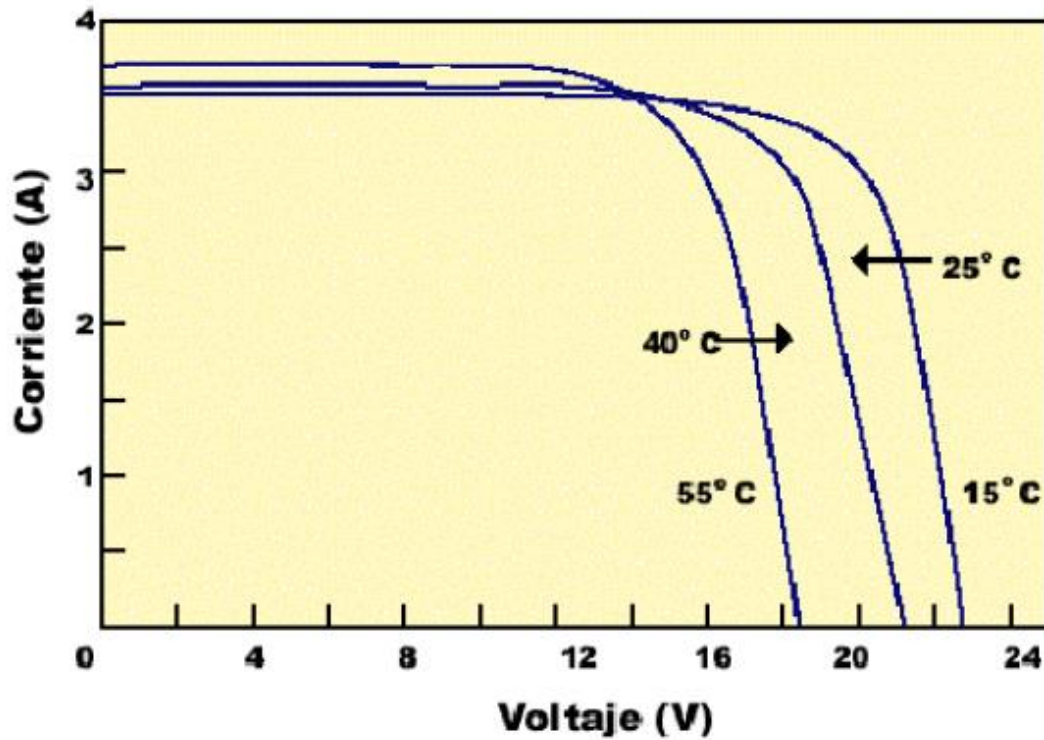


Figura 6 Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes temperaturas de operación (irradiancia constante 100 W/m²)

Como se puede apreciar en la figura 6, no es recomendable que los paneles cojan mucha temperatura ya que esto disminuye el voltaje en circuito abierto provocando que el punto de máxima potencia sea menor y el rendimiento del panel baje.

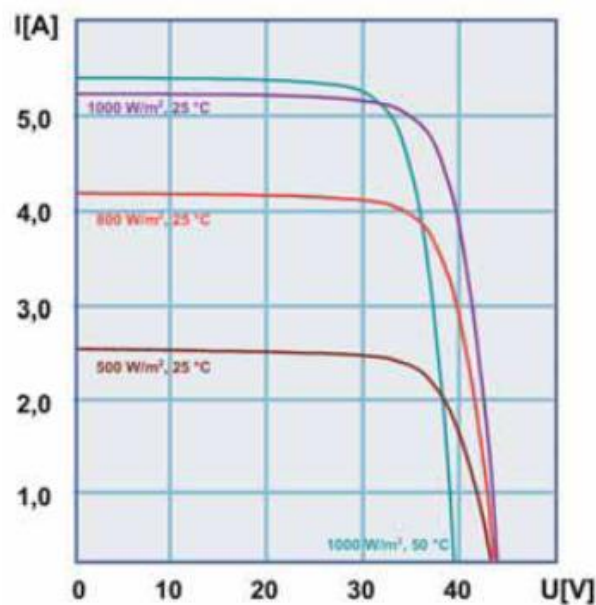


Figura 7 Curva I-V para distintos valores de irradiancia

En la figura 7, vemos cómo la corriente aumenta al subir la irradiancia provocando valores más altos de potencia. Gracias a las figuras 6 y 7 se comprueba que una situación ideal es aquella donde la temperatura de operación no es elevada y hay una alta irradiancia.

Con la tecnología actual, los paneles fotovoltaicos recuperan la energía necesaria para su fabricación en un periodo comprendido entre 6 y 1,4 años; teniendo en cuenta que su vida útil media es superior a 30 años, producen electricidad limpia durante más del 95% de su ciclo de vida.

## 1.4 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica ha reducido mucho su coste en los últimos años, y que los precios de la electricidad son cada vez más altos han contribuido a que los mercados fotovoltaicos hayan tenido un progreso rápido en los últimos años.

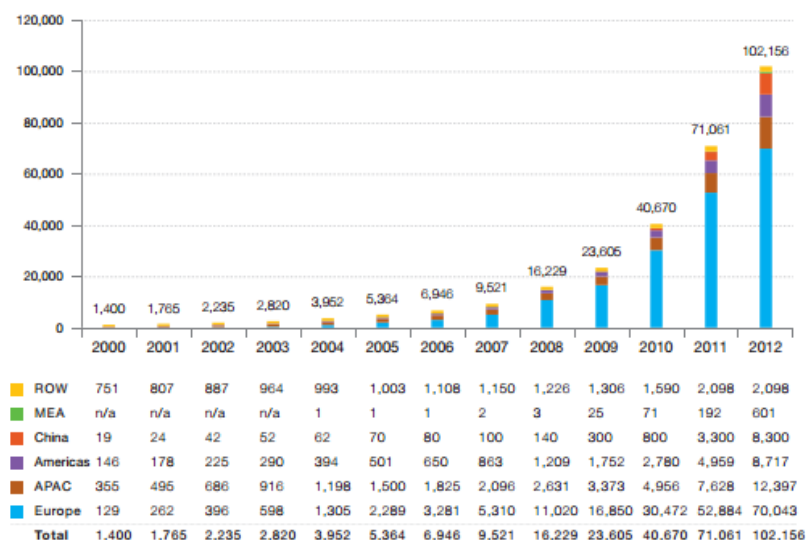


Figura 8 Evolución anual de la capacidad fotovoltaica instalada 2000-2012 (MW)

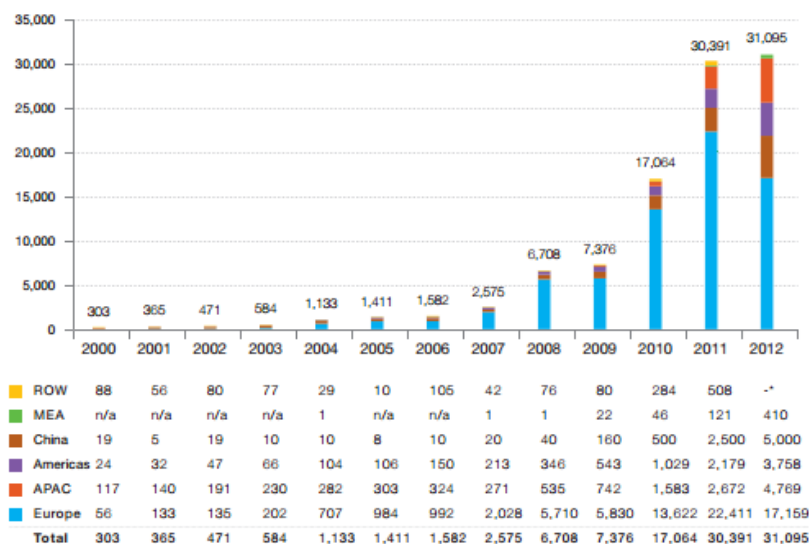


Figura 9 Evolución anual de instalaciones fotovoltaicas 2000-2012 (MW)

En las figuras 8 y 9 se puede apreciar que Europa ha sido la mayor contribuidora del crecimiento de instalaciones fotovoltaicas en la última década, pasando de tener menos de 1 GW instalado en 2003 a tener 13,6 GW instalados en 2010. El record está en el año 2011, se instalaron en Europa 22,4 GW, la mayor parte en Italia y Alemania. En 2012 la potencia instalada bajó con respecto al año anterior debido a que se cumplieron todas las expectativas planteadas en Europa. Está previsto y así lo reflejan los datos, que en los próximos años haya un crecimiento de instalaciones fotovoltaicas mayor en regiones situadas fuera de Europa, como puede ser el caso de China, EEUU y Japón.

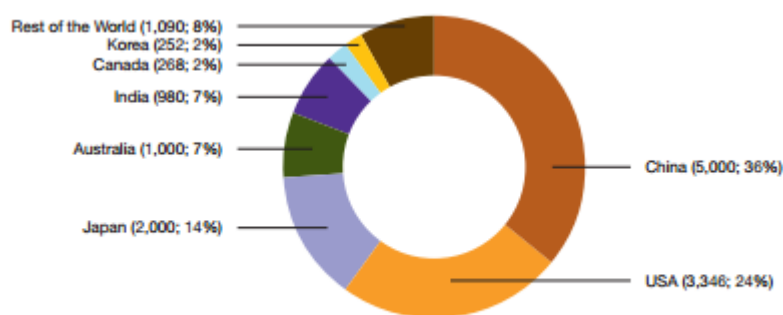


Figura 10 Mercado fotovoltaico fuera de Europa en 2012

La tecnología fotovoltaica ha evolucionado mucho en los últimos años, creciendo cada año el número de potencia instalada y con un futuro prometedor. Algunas de los factores que han supuesto el crecimiento de esta tecnología son:

- **Utilizan el Sol como fuente de energía:** lo único que necesita esta tecnología para funcionar es el Sol, y este va a seguir brillando hasta el final de los días así que se puede decir que es una fuente inagotable de energía. Además, el material con el que se fabrican las células fotovoltaicas es el Silicio, uno de los materiales más abundantes de la Tierra.
- **No produce ruido ni contamina:** la combustión de recursos naturales para obtener energía provoca la emisión de gases contaminantes, en cambio, la generación a través de energía fotovoltaica sólo utiliza la luz del Sol como recurso energético.

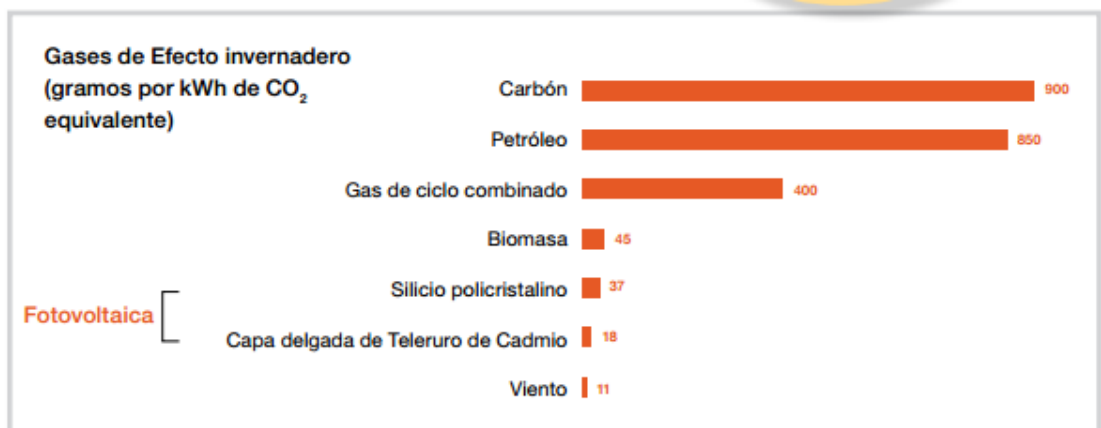


Figura 11 Emisión de CO<sub>2</sub> según la tecnología

- **Los sistemas fotovoltaicos son muy seguros y fiables:** la vida útil de un módulo fotovoltaico está estimada en 30 años. Además el rendimiento es muy alto, ya que a partir de los 25 años de vida el rendimiento se sitúa por encima del 80%.
- **Los módulos fotovoltaicos pueden reciclarse:** los materiales como el silicio, el cristal o el aluminio pueden ser reutilizados. Esto aparte de ser beneficioso para el medioambiente, reduce los costes de fabricación.
- **Mantenimiento:** los módulos fotovoltaicos requieren poco mantenimiento y su instalación es muy sencilla.
- **Suministra electricidad en áreas rurales muy remotas:** en lugares donde no es posible que la red eléctrica llegue, o en países que estén en desarrollo, puede ser muy útil apostar por esta tecnología para el alumbrado de casas, sistemas de refrigeración o bombeo de agua. Pero si además lo combinas con otro tipo de generación se puede conseguir un suministro de energía estable.
- **Pueden incorporarse estéticamente en la edificación:** los paneles pueden colocarse en techos y fachadas ahorrando espacio.
- **El periodo de amortización decrece constantemente:** esto significa que el tiempo requerido para producir la misma energía que la utilizada en la fabricación del módulo es cada vez menor debido a los avances tecnológicos.
- **Crea miles de empleos:** con un crecimiento del 40% durante los últimos años, está creando miles de empleos en todo el mundo.

Todos estos factores hacen que la energía fotovoltaica tenga mucho peso en el futuro y existan previsiones muy optimistas como la del siguiente gráfico:

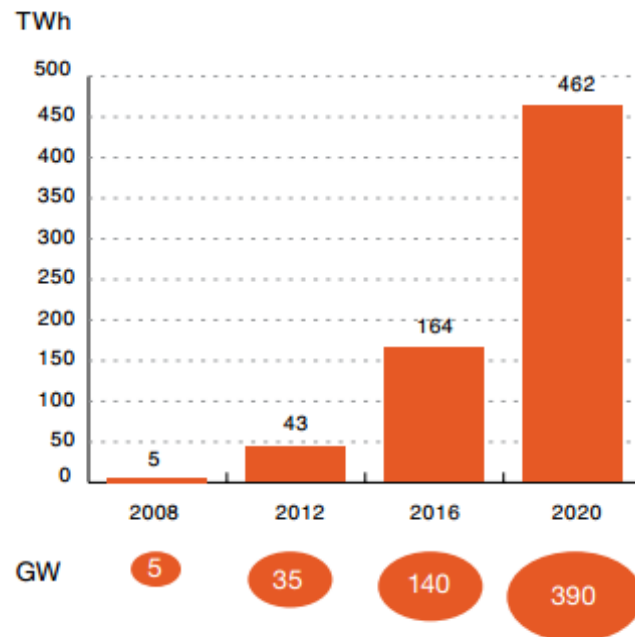


Figura 12 Potencial acumulado de energía producida en Europa en 2020 (TWh producidos, GW instalados)

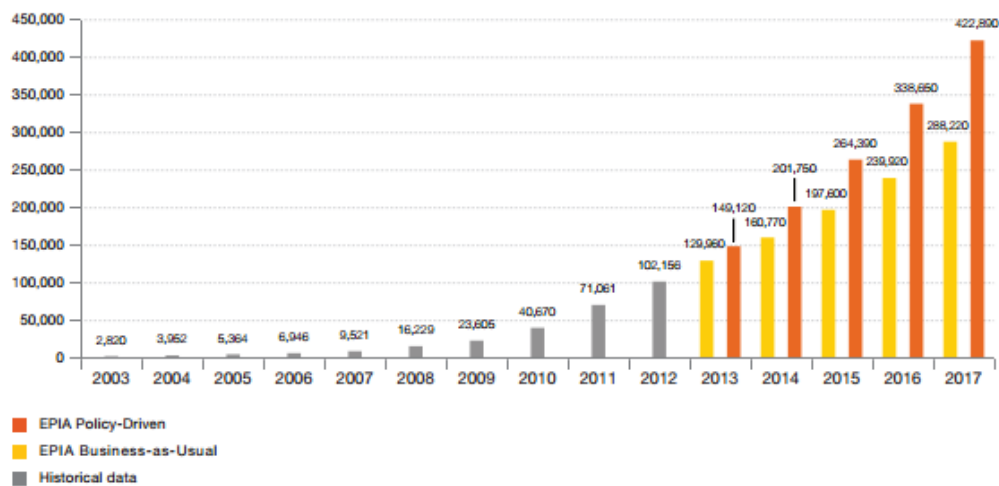


Figura 13 Previsión de la potencia fotovoltaica acumulada en todo el mundo en función de las decisiones políticas (MW)

En el peor de los escenarios, se espera que para 2016 se consiga superar los 200 GW de potencia instalada. Si nos ponemos en el mejor de los escenarios y las decisiones políticas optan por apoyar el desarrollo y crecimiento de la energía fotovoltaica, podemos llegar a 2017 con más de 400 GW instalados en todo el mundo.

Se distinguen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas, conectada a la red o aislada.



## 1.5 FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red son aquellas que entregan su energía a la red, ya sea para su venta o como aporte de energía. Dependiendo de su aplicación se distinguen tres grandes grupos:

- Instalaciones fotovoltaicas para el sector residencial (doméstico): potencia de 1 a 25 kWp.
- Integración fotovoltaica en edificios comerciales, industriales y de oficina: potencia de 5 a 500 kWp.
- Plantas fotovoltaicas centralizadas: potencia de 100 kWp a 60 MWp.

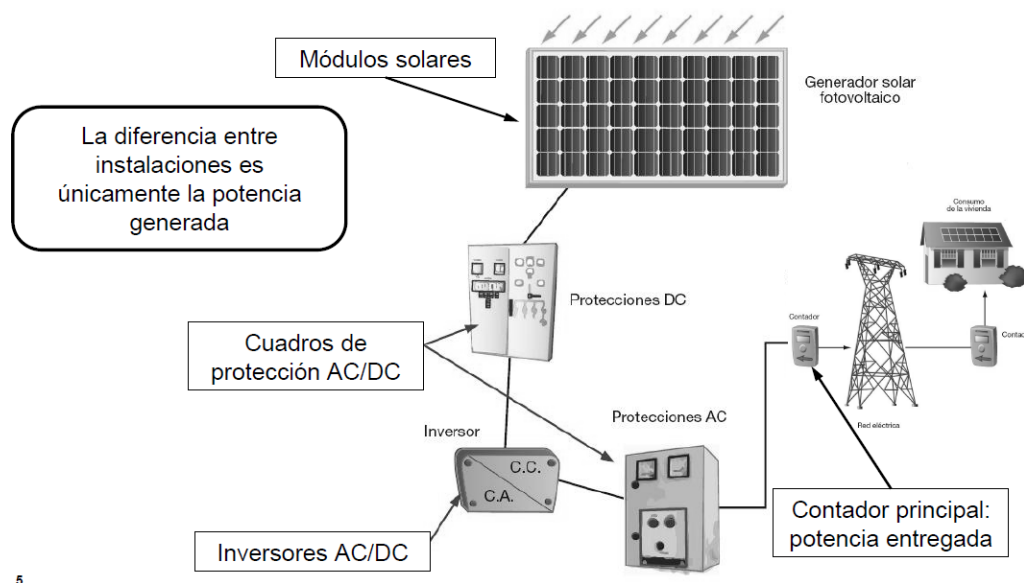


Figura 14 Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red

Los elementos principales de la instalación son:

- Los módulos solares: son los encargados de generar energía y enviarla a la red o directamente se usa para el consumo propio.
- Inversor: controla la instalación, transforma la potencia en corriente alterna a la red y además permite la conexión y desconexión de la planta fotovoltaica en caso de problemas técnicos como pérdidas de tensión o frecuencia de la red.
- Contadores: hay dos contadores, uno se encarga de la energía generada y otro de la energía consumida.
- Protecciones: es importante proteger la instalación al estar conectada a la red, los elementos más importantes que se encargan de ello son:
  - Interruptor general manual: tendrá acceso la empresa distribuidora para realizar los cortes oportunos. Se situará en el cuadro de contadores.
  - Interruptor diferencial: con rearme automático, que evitará paradas por disparos intempestivos.
  - Interruptor magnetotérmico para el inversor: permite labores de mantenimiento desconectando la zona afectada.

- Protectores de sobretensión: a la entrada de corriente continua de cada inversor.
- Fusibles: en cada polo de cada rama del generador fotovoltaico utilizados como elemento de corte para el mantenimiento.
- Puesta a tierra: se pone a tierra el marco de los módulos, el soporte y las posibles mallas metálicas para evitar diferencias de potencial peligrosas.
- Aislamiento: clase II en todos los componentes.
- Configuración flotante del campo generador: los dos polos aislados de tierra, para garantizar la seguridad de las personas en caso de fallo a tierra en la parte de continua.

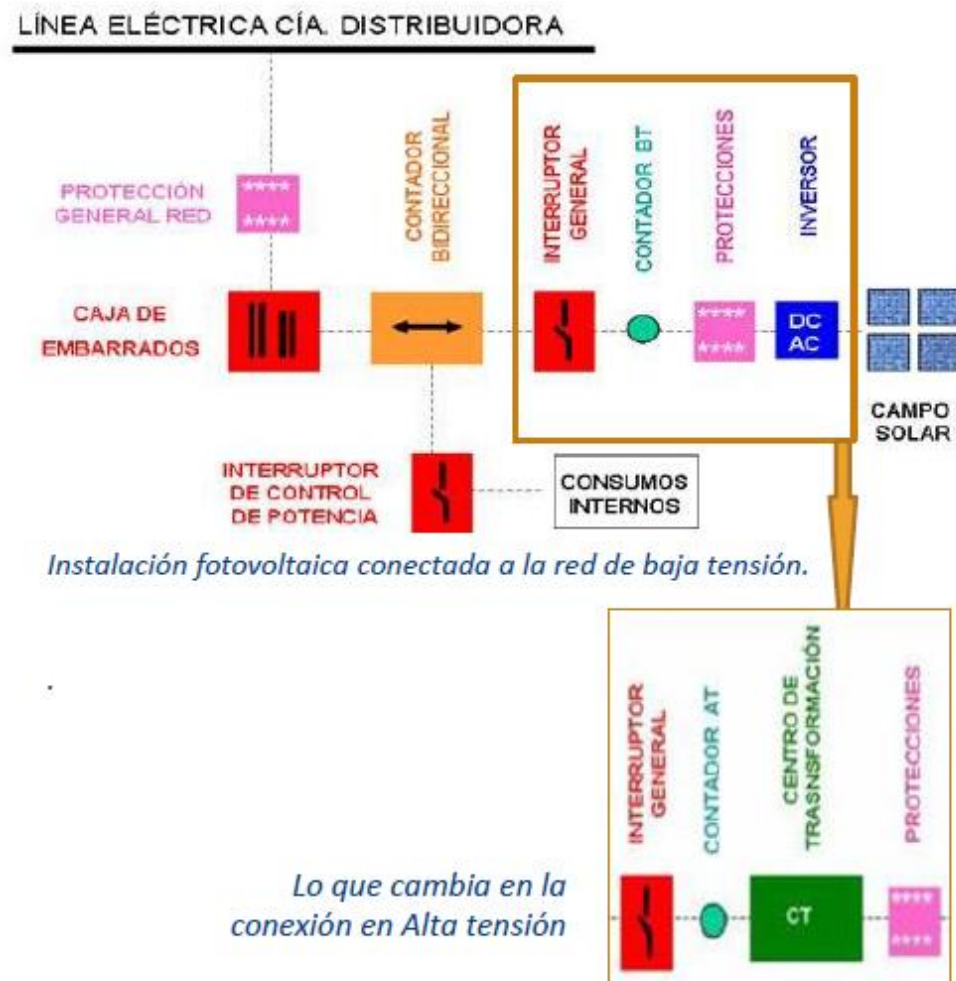


Figura 15 Línea eléctrica de una compañía distribuidora

A la hora de realizar una instalación fotovoltaica es importante conocer las condiciones técnicas y administrativas en las que se debe inyectar la energía generada por los paneles fotovoltaicos a la red. En general, el contrato establecido entre el usuario-generador y la compañía pueda dar lugar a tres situaciones:

- El usuario no recibe remuneración alguna por la energía fotovoltaica inyectada a la red.
- El precio de la energía de compra y venta de la electricidad es el mismo.
- El precio de compra y venta de la electricidad es distinto.

Aparte de las ventajas que ya hemos mencionado anteriormente, el hecho de que la instalación esté conectada a la red aporta nuevas ventajas como:

- Ayudar en las horas punta: en ciertos momentos del día se producen horas punta en las que la demanda es mayor y es cuando las compañías están generando más energía. Con una instalación conectada a la red reduciríamos esta generación.
- Reducción de costes: la energía se genera adyacente a los puntos de consumo, por lo que se ahorra en costes de transporte y distribución desde las centrales.

## 1.6 FOTOVOLTAICA AISLADA

En ciertos lugares, no es posible realizar la conexión a red bien por falta de medios o porque no resulta rentable. Una de las soluciones es realizar una instalación fotovoltaica aislada para abastecer la demanda en la mayor medida de lo posible. Los sistemas fotovoltaicos aislados pueden ser DC, AC o mixtos.

Los sistemas DC son aquellos que consumen directamente en corriente continua y sus cargas están conectadas directamente al regulador de carga. La ventaja de estos sistemas es que son más eficientes energéticamente, pero por el contrario, los elementos que funcionan en corriente continua son más caros y difíciles de encontrar. Además, el consumo de varios kW supondría la necesidad de corrientes elevadas lo que conlleva grandes pérdidas en el cableado o la utilización de secciones mayores.

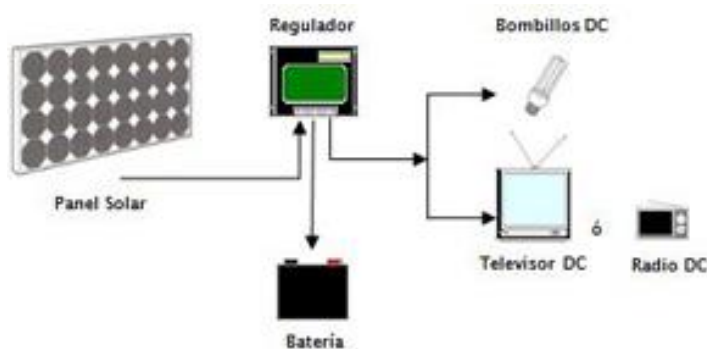


Figura 16 Sistema fotovoltaico aislado DC

Los sistemas AC son los que consumen en corriente alterna y para ello necesitan un inversor que transforme la corriente continua en corriente alterna. Los elementos que consumen en AC son más fáciles de encontrar, pero consumen más energía que sus equivalentes en DC. Además, un inversor trabajando muy por debajo de su potencia nominal muestra un bajo rendimiento.

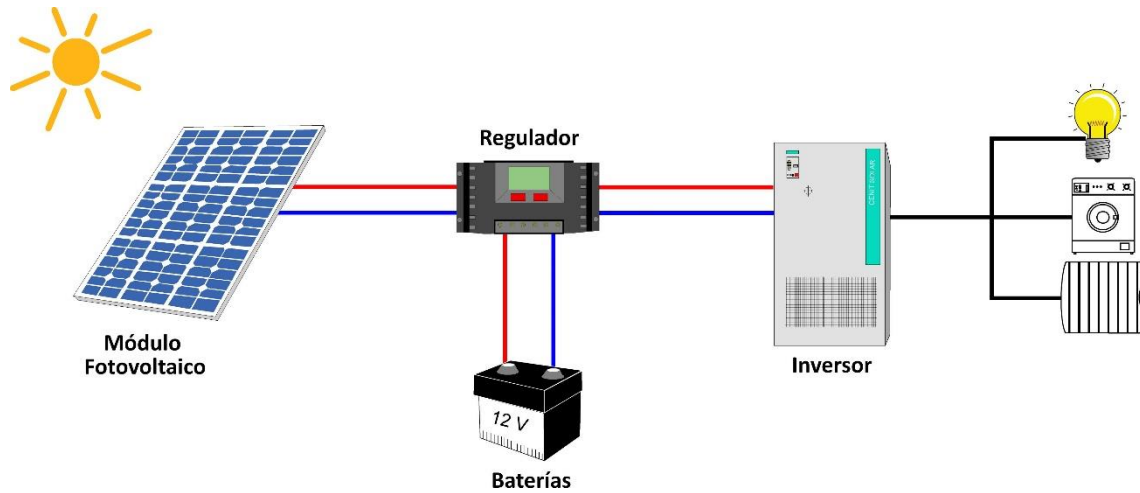


Figura 17 Sistema fotovoltaico aislado AC

Por estos motivos, en muchas ocasiones se combinan sistemas que consumen DC con sistemas que consumen en AC, son los llamados mixtos. En este tipo de sistemas lo más común es tener los consumos de iluminación en DC, ya que son los que menos potencia requieren, y el resto de consumos en AC.

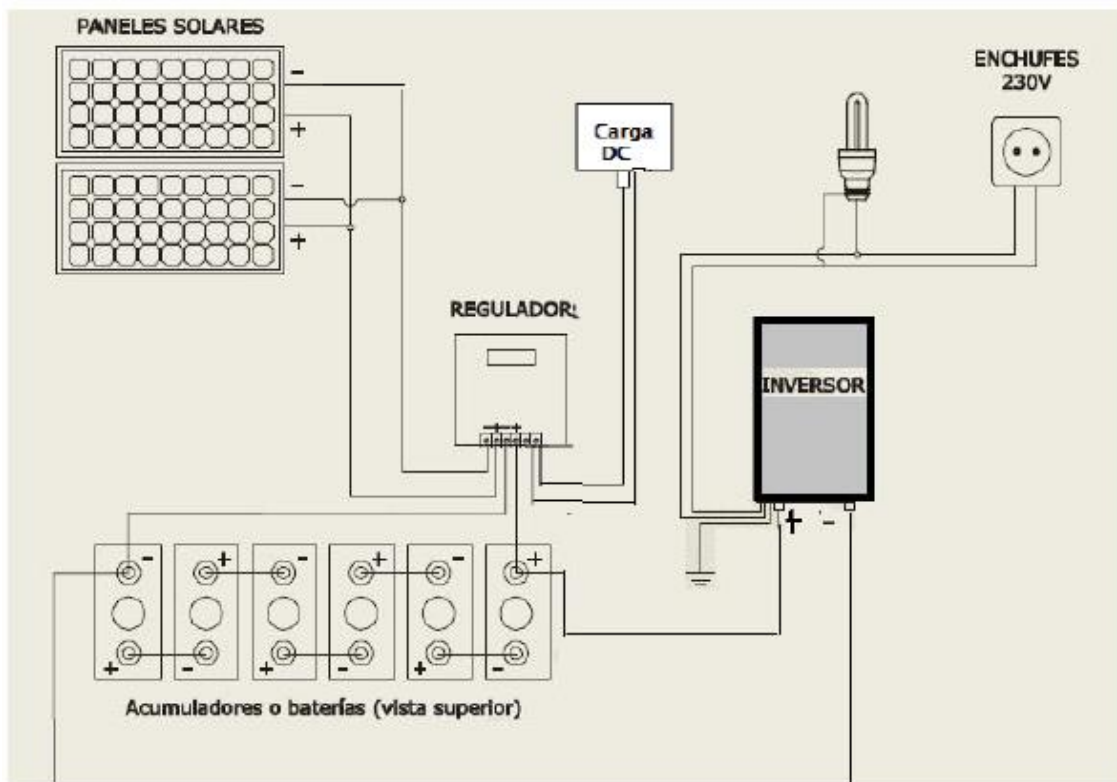


Figura 18 Sistema fotovoltaico aislado mixto

Los elementos que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- **Generador fotovoltaico:** es el encargado de transformar la energía del Sol en energía eléctrica. Está formado por varios módulos conectados en serie y en paralelo hasta conseguir la potencia deseada.

- Baterías: la energía producida por el generador fotovoltaico se almacena, si es necesario, en un sistema de baterías. De este modo, la energía generada durante el día se almacena para ser utilizada durante la noche o en momentos en los que la radiación solar no sea suficiente para satisfacer la demanda de potencia.
- Regulador de carga: las baterías son elementos que continuamente están cargando y descargándose, para controlar estos procesos se utiliza un regulador de carga. Este elemento se encarga de proteger las baterías contra sobrecargas o sobredescargas que podrían dañarlas y reducir su vida útil. El funcionamiento es sencillo, cuando el regulador ve que la batería está siendo sobrecargada, desconecta el generador fotovoltaico y cuando la batería está siendo sobredescargada desconecta los consumos.
- Inversor: cuando el sistema está diseñado para consumir en AC, es necesario transformar la corriente continua del generador fotovoltaico y las baterías en corriente alterna, esta tarea la realiza el inversor.
- Cargas: son los consumos que el sistema ha de satisfacer, pueden ser en corriente alterna o continua. Las cargas determinarán la configuración del sistema y el tamaño requerido para abastecer toda la demanda.

La diferencia más significativa respecto a una instalación conectada a la red es el uso de baterías o acumuladores que serán los encargados de aportar energía en periodos en los que la irradiación solar no sea suficiente. Y junto a las baterías también se distingue el regulador de carga, que las protege de sobrecargas y sobredescargas.

Uno de los problemas de una instalación aislada es el alto precio de las baterías, que además no pueden asegurar un sistema de generación que asegure generar la energía demandada en periodos de poca irradiación solar. Por eso, una de las aplicaciones que tiene la energía fotovoltaica es la de formar parte de sistemas híbridos, en los que a un tipo de generación base, como puede ser a través de un generador diésel, se le añade un sistema fotovoltaico para abaratar costes.

## 1.7 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: SISTEMAS HÍBRIDOS

En este apartado se va a analizar la aplicación de sistemas fotovoltaicos en sistemas híbridos estudiando sus ventajas, inconvenientes, emplazamientos donde resulta viable económicamente o bien por qué es el método más sencillo para obtener energía en el caso de tener un sistema aislado a la red.

Como se puede ver en la figura, el precio de los combustibles fósiles ha ido incrementándose considerablemente en los últimos años. Mientras tanto, gracias a la evolución de la industria y la tecnología, los precios de las células y por tanto, de los módulos solares, han experimentado un decrecimiento bastante notable.

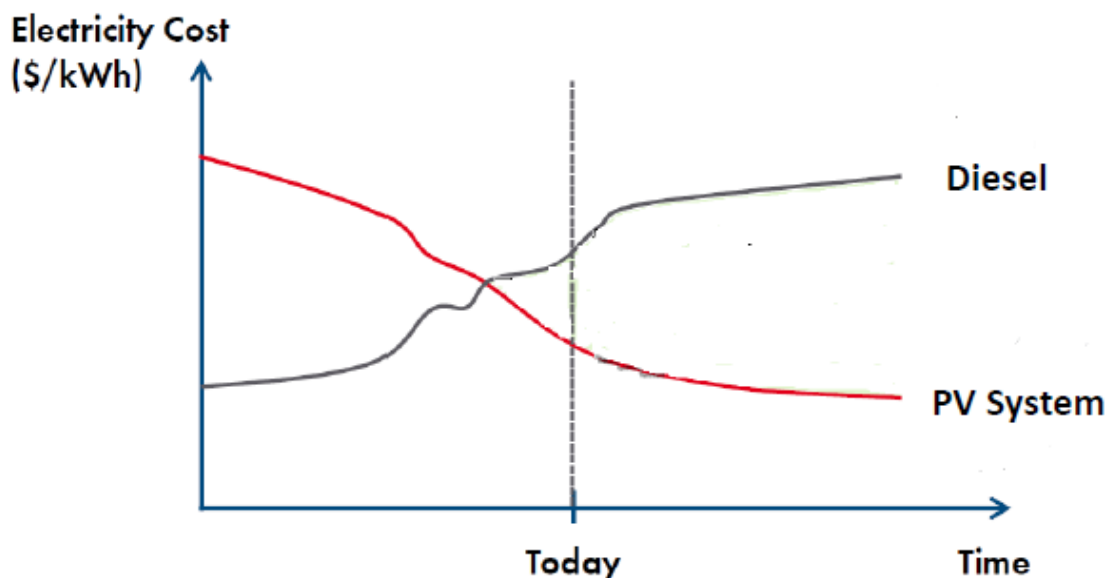


Figura 19 Coste combustible-paneles fotovoltaicos

Esto favorece la idea de que resulta más viable económicamente sustituir las instalaciones que actualmente funcionan con grupos electrógenos por instalaciones fotovoltaicas. El principal inconveniente es que una instalación compuesta al 100% por energía fotovoltaica no asegura un sistema de generación continuo, y además, no es muy productivo deshacerse del grupo electrógeno que ya se ha instalado porque no lo terminas de amortizar.

La solución a este problema pasa por instalar un sistema de generación híbrido, que asegure la continuidad del suministro con el grupo electrógeno, y reduzca el coste de la generación por los incrementos de coste del combustible con paneles fotovoltaicos que disminuyan la energía generada por el grupo electrógeno, y por tanto, reduzcan la cantidad de combustible utilizado. Las principales ventajas de un sistema híbrido diésel+fotovoltaica son:

- **Reducción del consumo de combustible:** como ya se ha explicado anteriormente, la incorporación de energía fotovoltaica al sistema reduce el uso del grupo electrógeno y no solo favorece económicamente al consumidor, sino que reduce emisiones de gases contaminantes y evita posibles penalizaciones o multas.
- **Extensión de la vida útil del grupo electrógeno:** gracias al uso reducido del grupo electrógeno, éste no va a sufrir altas exigencias de funcionamiento y con ayuda de un gestor energético que se estudiará más adelante, se podrá controlar que el grupo electrógeno funcione en su nivel óptimo, consiguiendo alargar su vida útil.
- **Mejora del rendimiento del grupo electrógeno:** el hecho de que se consiga hacer trabajar al grupo electrógeno en su nivel óptimo tiene como consecuencia un aumento del rendimiento.
- **Mejor calidad de servicio ante largos periodos de consumo:** cuando tenemos un consumo de energía que se prolonga demasiado, se puede regular la potencia que generamos con cada tipo de tecnología para evitar sobrecalentamientos o posibles averías de los equipos.
- **Salto de investigación para una nueva era de micro redes:** el avance de la tecnología en estos sistemas híbridos supone todo un descubrimiento porque se consigue tener

independencia de suministro de energía al estar aislado de la red y a la vez, tener una alta calidad del servicio.

Aunque está comprobado que un sistema de generación híbrida tiene numerosas ventajas, no puede llevarse a cabo en cualquier emplazamiento, es aconsejable que éste cumpla con una serie de requisitos que favorezcan la eficiencia del sistema.

Uno de estos requisitos es que exista un alto precio del combustible. El precio del combustible no es el mismo para todos los países, por eso, resulta indispensable que el lugar donde se quiera instalar un sistema híbrido, tenga un alto precio del combustible que haga más rentable la inversión. Allí donde el precio del combustible sea bajo, convendrá utilizar un sistema convencional basado en generación diésel.

Lógicamente, el lugar deberá tener una alta irradiación solar que permite sacar el máximo rendimiento a los paneles solares y reducir la cantidad de combustible consumido. Se realizarán estudios que comprueben que el lugar tiene una irradiación suficientemente elevada como para asegurar que la inversión en el sistema híbrido sea rentable.

Otro de los requisitos es disponer de una superficie para el campo fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos requieren de mucho espacio para su instalación, por ello, el lugar deberá disponer de suficiente espacio para poder instalar los paneles obteniendo la potencia necesaria.

Algunos de los lugares que cumplen las condiciones anteriormente mencionadas y, por tanto, son idóneos para instalar un sistema híbrido son los siguientes:

- **Micro red rural:** hay lugares en los que se dan una serie de circunstancias por las que no es posible realizar una conexión a red. Esto puede ser debido a problemas geográficos que no permitan llevarlo a cabo o a que resulta más rentable buscar una alternativa. Una de estas alternativas sería la de optar por un sistema híbrido diésel-fotovoltaico, permitiendo al usuario disponer de una instalación de autoconsumo aislada de la red.
- **Industrias sin conexión a red:** a nivel industrial, se realizan actividades en las que se explotan lugares durante un tiempo determinado y no tiene sentido realizar una conexión de red para ese periodo y se opta por instalar un sistema híbrido. Es el caso de cementeras, mineras o desalinizadoras.
- **Riego agrícola:** los incrementos que se están dando últimamente en el coste de la energía hace que los agricultores se replanteen desconectarse de la red y alimentar su sistema de regadío con tecnología fotovoltaica. Instalar un sistema híbrido puede ser una solución ya que reducirá los costes de energía y asegura un suministro continuo.
- **Islas pequeñas:** otro de los lugares donde es aconsejable realizar esta inversión es en aquellas islas que disponen de una superficie demasiado pequeña como para construir una central y actualmente trabajan con grupos electrógenos para satisfacer la demanda eléctrica. La alternativa pasa por invertir en sistemas híbridos añadiendo paneles fotovoltaicos a los generadores diésel creando sistemas híbridos que garanticen su suministro a instalaciones públicas y centros de turismo.
- **Instalaciones militares:** muchas de las misiones militares tienen un tiempo limitado y es preciso disponer de una independencia energética que permita un rápido suministro.



- **Centros logísticos en zonas remotas:** al igual que en las instalaciones militares, es necesario disponer de independencia energética ya que se realizarán actividades en las que no sea posible conectarse a la red.

Hay distintos tipos de sistemas híbridos dependiendo de si están conectados o desconectados de la red y de si disponen de un sistema de almacenamiento:

- **Conectado a red con baterías:** estos sistemas además de asegurar el suministro ya que pueden consumir energía por la red o por el sistema híbrido, permiten almacenar energía cuando tengamos un exceso de producción por parte de los paneles fotovoltaicos y así utilizar esta energía almacenada por la noche cuando los paneles no puedan producir por falta de irradiación. Otra ventaja es que pueden aprovechar las horas donde el precio de la energía es menor para cargar las baterías y utilizar esta energía almacenada cuando el precio es mayor, al igual que se hace en las centrales de bombeo, y si la normativa del país lo permite, podemos vender energía a la red. Sin embargo, este sistema requiere muchos equipos y por tanto la inversión inicial es elevada.

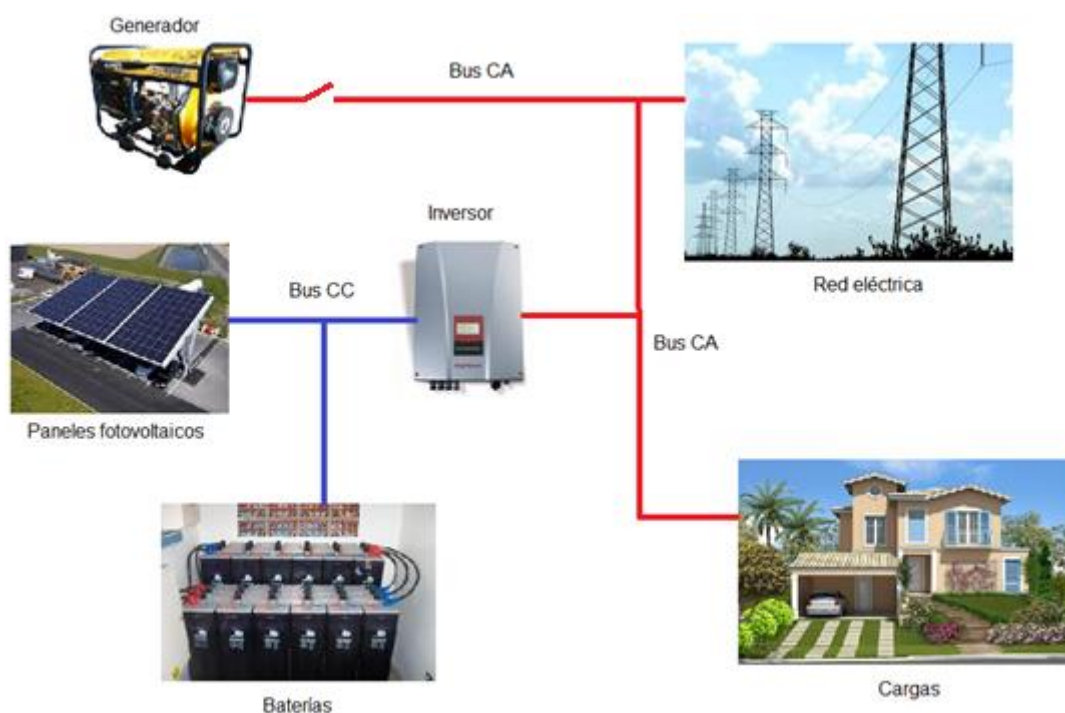


Figura 20 Sistema Híbrido conectado a red con baterías

- **Conectado a red sin baterías** estos sistemas se utilizan para asegurar el suministro ya que por un lado pueden consumir energía directamente de la red, aprovechar el sistema híbrido y consumir de los paneles fotovoltaicos cuando el precio de la energía de la red sea elevado, o en horas de poca irradiación solar utilizar el generador. Son aconsejables en lugares donde el suministro eléctrico por parte de la red no sea fiable o tenga numerosas interrupciones que el cliente no pueda permitirse.



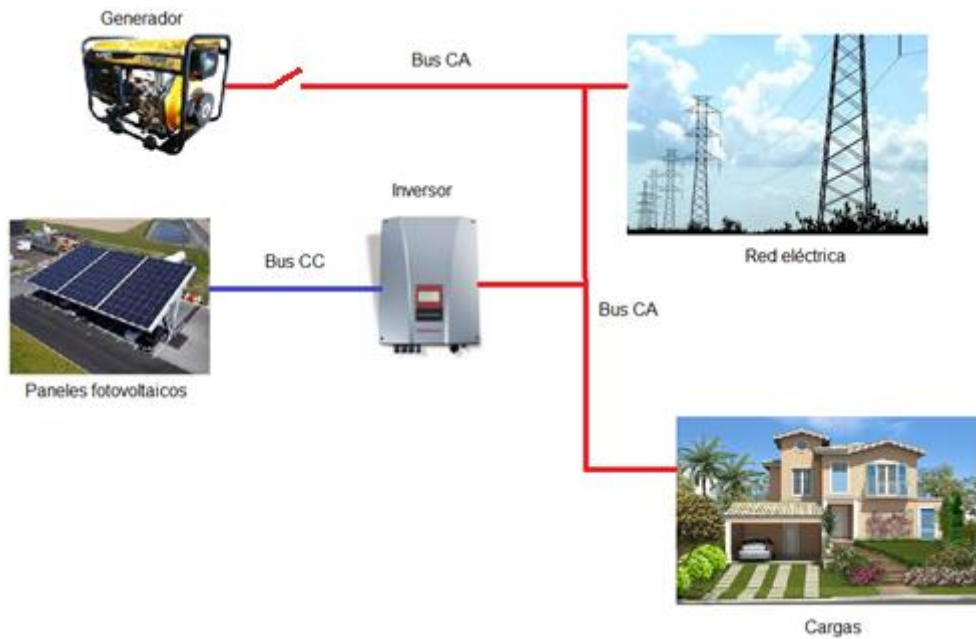


Figura 21 Sistema híbrido conectado a red sin baterías

- **Aislado con baterías:** con este sistema podemos consumir energía a través del grupo electrógeno, a través de los paneles fotovoltaicos y en horas nocturnas a través del banco de baterías, que habrá almacenado energía durante el día. En este caso el generador diésel funcionará más tiempo que en un sistema conectado a la red ya que es el único elemento que asegura al 100% el suministro eléctrico, aunque gracias a las baterías no será necesario tenerlo en funcionamiento todo el día.

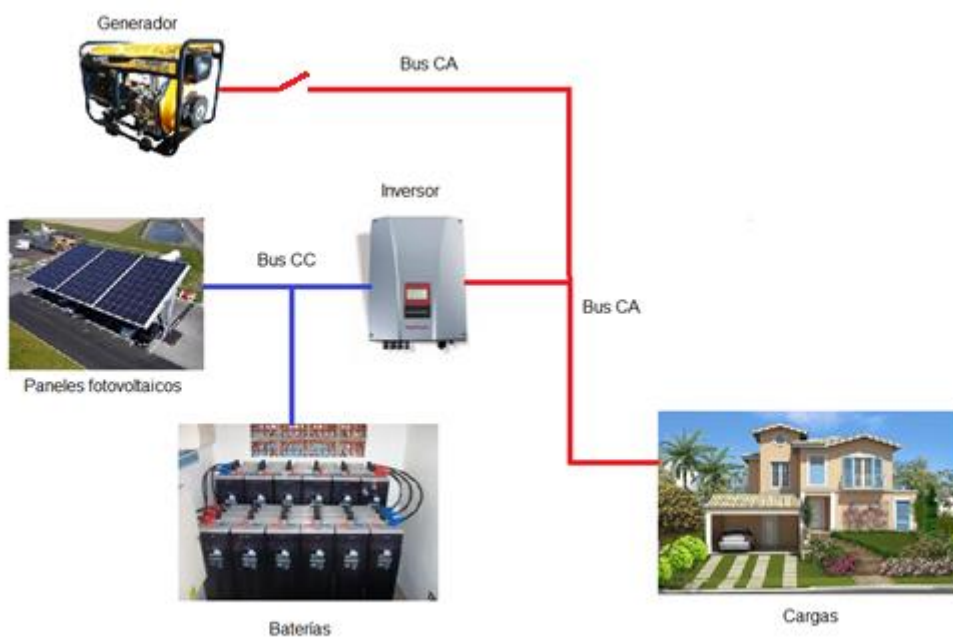


Figura 22 Sistema híbrido aislado con baterías

- **Aislado sin baterías:** este sistema se diferencia del anterior en que no dispone de baterías por lo que la energía se suministrará gracias al generador diésel o a los paneles fotovoltaicos. El punto negativo es que el generador diésel estará funcionando continuamente y esto supone un mayor gasto en combustible, pero como se verá más adelante, se puede gestionar su uso para minimizar el coste y aprovechar al máximo la instalación fotovoltaica. Como punto positivo tenemos que la inversión inicial de este sistema es la más barata ya que es el que necesita menos equipos para su funcionamiento.

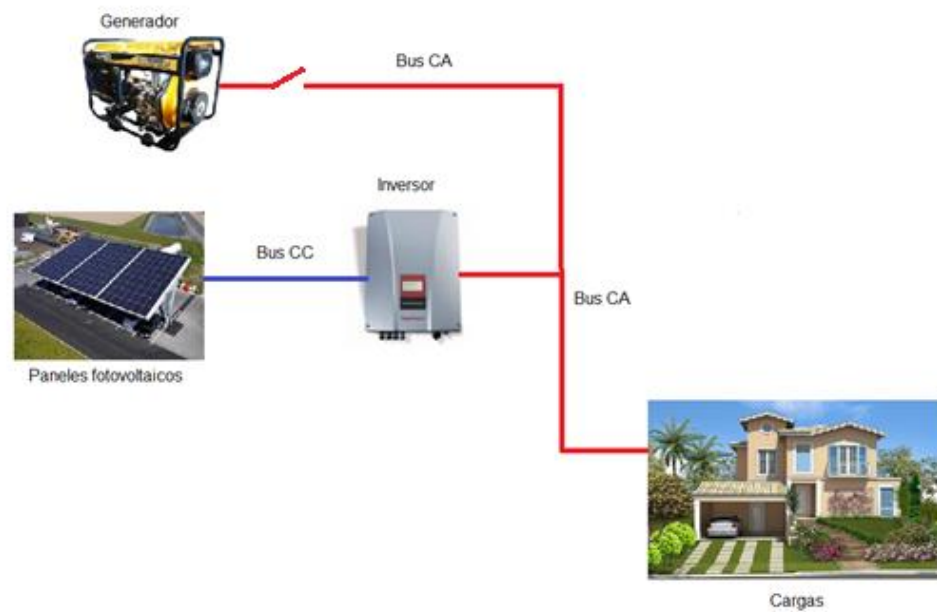


Figura 23 Sistema híbrido aislado sin baterías

# **CAPÍTULO 2: SISTEMA HÍBRIDO DIÉSEL**

## 2.1 DEFINICIÓN

Un sistema híbrido se define como la integración de varias tecnologías de generación en un sistema con la finalidad de satisfacer las necesidades energéticas a un precio competitivo. Estos sistemas se utilizan en la mayoría de los casos para lugares aislados de la red eléctrica por sus ventajas económicas y ambientales.

Los principales elementos de un sistema híbrido son:

- Fuentes de generación: en este caso, estará compuesto por un generador diésel y paneles fotovoltaicos.
- Elementos de conversión de energía: son los encargados de convertir la corriente alterna en corriente continua (rectificador) y la corriente continua en corriente alterna (inversor).
- Almacenamiento de energía: compuesto por bancos de baterías que almacenan la energía sobrante en horas valle y entran en acción devolviendo esa energía almacenada en horas punta o en momentos en los que el único sistema de generación disponible sea el generador diésel.
- Carga: demanda de potencia que debe abastecer el sistema híbrido.

## 2.2 CLASIFICACIÓN

Los sistemas híbridos de generación se conectan en paralelo. Dentro de la conexión en paralelo, se pueden distinguir dos tipos de configuración: acoplamiento en corriente continua (CC) y acoplamiento en corriente alterna (CA). A continuación se va a proceder a realizar un análisis de las diferentes conexiones:

- **Conexión en paralelo con acoplamiento en CC:** con este tipo de conexión, la potencia de salida de las fuentes de energía renovables está en corriente continua, por tanto, puede tomar dos caminos. El primero de ellos es llegar al inversor para transformarse en corriente alterna y de esta forma alimentar a las cargas. El segundo es cargar el banco de baterías que se sitúa en el bus de continua, por lo que no es necesario realizar ningún tipo de conversión. A su vez, en el bus de corriente alterna, se sitúa el generador diésel que directamente alimentará a las cargas y con la energía restante en caso de que exista sobreproducción, el sistema enviará esta energía sobrante a través de un rectificador que convertirá esta corriente alterna en corriente continua con el objetivo de cargar el banco de baterías.

El inversor y el rectificador de la figura pueden ser sustituidos por un inversor bidireccional que permite alimentar a las cargas directamente o cargar las baterías con la energía producida por el generador diésel. Para conseguir esto, es necesario disponer de un Gestor Energético que vaya controlando el modo de funcionamiento adecuado para cada instante. Este dispositivo de control se estudiará profundamente en el capítulo 3.

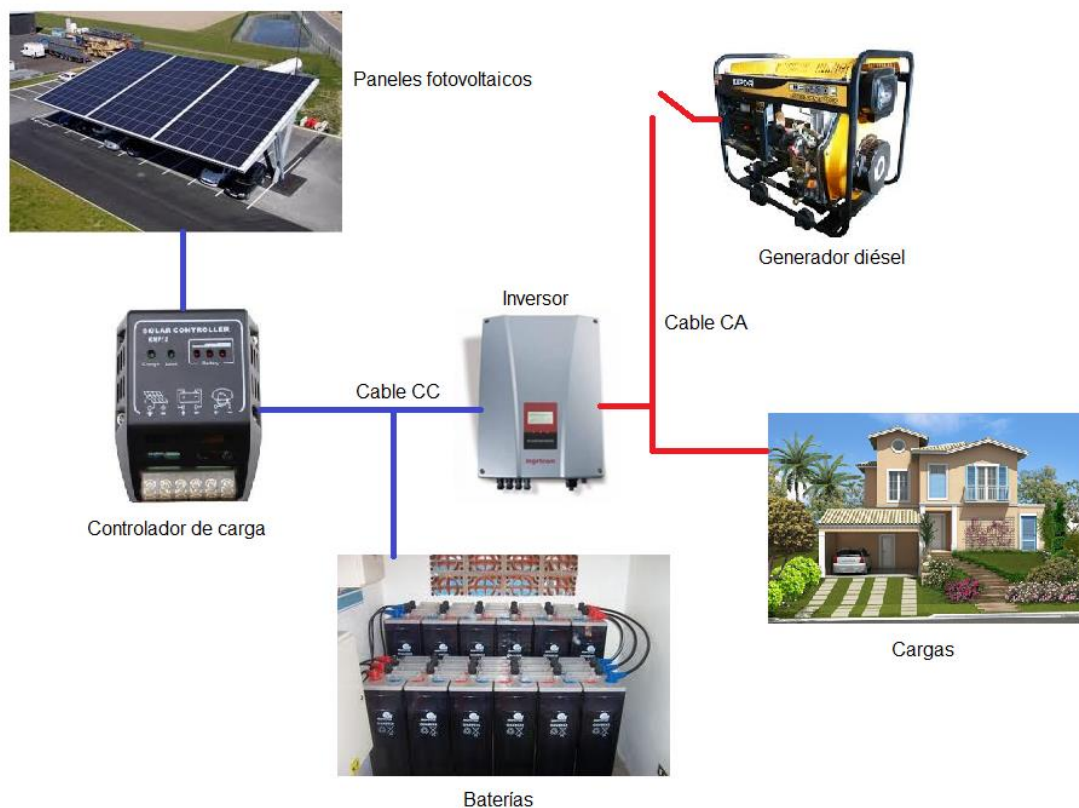


Figura 24 Conexión paralelo con acoplamiento en CC (Dehbonei et al, 2003)

Hay casos en los que se decide no instalar banco de baterías porque eleva el precio de la inversión y el objetivo es reducir el nivel de funcionamiento del generador diésel. Para estos sistemas no es necesario disponer de un rectificador para convertir la energía sobrante del generador diésel y lo que se hace es con ayuda de un Gestor Energético, se mide la demanda del sistema y el generador diésel junto con el inversor aislado proporcionan justo la energía que demanda el sistema.

Con este tipo de conexión se consiguen las siguientes ventajas:

- La carga del sistema se alimenta con mayor eficiencia.
- Se alarga la vida útil del generador diésel porque opera con un nivel de potencia óptimo.
- Es posible reducir las capacidades del generador diésel, de las baterías y del inversor garantizando el suministro de la demanda pico del sistema.

Este tipo de configuración es buena cuando se desea sacar el máximo rendimiento al banco de baterías. La carga de las baterías alcanza una eficiencia de 88,20% y por la noche, cuando las baterías son las que abastecen la demanda de energía, alcanzan una eficiencia del 78,76%. El rendimiento de la energía que es usada directamente desde los paneles fotovoltaicos es del 92,12%.

Las desventajas de un acoplamiento en CC son los altos costes de mantenimiento y que resulta difícil hacer una ampliación de la capacidad de generación y de la demanda porque habría que cambiar la capacidad del inversor bidireccional y del banco de baterías.

- **Conexión en paralelo con acoplamiento en CA:** en este tipo de conexión, es necesario disponer de un inversor para los paneles fotovoltaicos y un inversor bidireccional para el banco de baterías. La salida de estos inversores se conecta al bus de corriente alterna junto con el generador diésel para suministrar energía a las cargas.



Figura 25 Esquema sistema híbrido: conexión en paralelo con acoplamiento en CA

Con esta configuración, además de las ventajas enumeradas con el acoplamiento en CC, se puede aumentar fácilmente la capacidad de la generación y de la demanda debido a que el sistema funciona de manera similar a una red eléctrica de gran escala.

Para el buen funcionamiento de este tipo de conexión, es necesario disponer de un controlador de tensión y frecuencia de la red. El control debe encargarse de gestionar los flujos de energía y tomar acciones para mejorar la operación del sistema. El encargado de ello será el Gestor de Energía que se analizará en el capítulo 4.

Con esta configuración se consigue un rendimiento del 95% de la energía utilizada directamente de los paneles fotovoltaicos, la eficiencia de la carga de baterías es de un 80,37% y la descarga de estas tiene una eficiencia de 71,77%.

Las desventajas que se tienen con este sistema son:

- Incremento del coste debido a que se necesita de un equipo de conversión de energía por cada grupo generador.
- Se necesita un control de potencia reactiva por ser un sistema en corriente alterna.
- Cada inversor debe encargarse de sincronizar bien cada grupo generador evitando así introducir ruido a la red.



Comparando los dos tipos de acoplamiento que existen para una conexión en paralelo se pueden sacar las siguientes conclusiones:

Proceso	Acoplamiento en cc	Acoplamiento en ca
	Eficiencia	
Carga de baterías	88,20%	80,37%
Energía usada de las baterías	78,76%	71,77%
Energía usada directamente de los paneles fotovoltaicos	92,12%	95%

Tqbla 1 Comparación acoplamiento CC-CA

El acoplamiento en corriente continua es interesante si se quiere sacar el máximo rendimiento al banco de baterías porque las horas de luz que va a tener la instalación son escasas o porque las horas en las que la demanda sea más alta no coincidan con las horas donde la irradiancia es más alta.

El acoplamiento en corriente alterna se utiliza cuando se quiere sacar mayor provecho a los paneles fotovoltaicos porque la actividad de mayor demanda se realiza durante el día como pueden ser fábricas, sistemas de bombeo, minería... También conviene utilizar esta configuración en emplazamientos donde exista un alto nivel de irradiancia y muchas horas de luz.

Otra solución es conseguir que la instalación funcione como acoplamiento en corriente continua durante unas horas y como acoplamiento en corriente alterna durante las horas restantes sacándole así la mayor eficiencia al sistema híbrido. Esta configuración se llama mixta.

- **Conexión mixta:**



Figura 186 Esquema sistema híbrido conexión mixta

Consiste en mezclar las dos configuraciones vistas anteriormente para alternar entre ellas y obtener mayor rendimiento del sistema. El punto negativo es que el coste inicial será mayor ya que es necesario disponer de dos inversores, uno para los paneles y otro para el banco de baterías en caso utilizar un acoplamiento corriente alterna. A esto se le sumaría el coste de un controlador de carga conectado a los paneles fotovoltaicos para permitir operar en acoplamiento corriente continua.

Las ventajas de utilizar un sistema de generación híbrido son las siguientes:

- Menores coste de combustible.
- Reducido riesgo de subida de los precios y de abastecimiento gracias a una seguridad de planificación máxima.
- Mínima emisión de CO<sub>2</sub> que permite el comercio con certificados CO<sub>2</sub>.
- Prestigio ecológico por el uso de energía fotovoltaica.

Instalar un sistema híbrido merece la pena cuando:

- Los costes reales del diésel superan al dólar por litro.
- Las condiciones locales de irradiación permiten utilizar energía fotovoltaica.
- La comunicación inteligente entre el grupo electrógeno y el sistema fotovoltaico permite utilizar la energía fotovoltaica según las necesidades.

## 2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA HÍBRIDO DIÉSEL-FOTOVOLTAICO

A lo largo de los dos siguientes capítulos, se va a explicar el funcionamiento de un Gestor energético dentro de un sistema híbrido diésel-fotovoltaico y se realizará una simulación en el programa Homer para analizar sus características. El sistema híbrido que se va a estudiar es el que está compuesto por un generador diésel, una instalación de paneles fotovoltaicos, un inversor, un Gestor energético y las cargas del sistema. Para entender los dos capítulos siguientes es necesario conocer la función de cada uno de los componentes que forman parte de un sistema híbrido, y ese es el objetivo de esta sección, en la que se explicará con detalle el funcionamiento de cada uno de ellos.

- **Generador diésel:** El generador diésel transforma la energía mecánica en energía eléctrica, es la base del sistema, estará siempre disponible y proporcionará la energía que la instalación fotovoltaica no pueda producir como consecuencia de poca irradiación. Debido a esto, hay que tener especial cuidado con el generador diésel y conseguir en la medida de lo posible que trabaje en un estado óptimo. Todos los generadores diésel tienen un nivel mínimo de carga, por encima de este nivel el generador está en un estado óptimo de trabajo, pero por debajo de este nivel, que suele rondar el 30% de la potencia nominal, el fabricante no recomienda que funcione durante un periodo de tiempo prolongado ya que se pueden producir averías y provocando que la vida útil del generador se reduzca. Por ello, uno de los objetivos del sistema será combinar los dos tipos de generación de manera que el



generador diésel trabaje siempre por encima de ese 30% de carga. La vida útil de los generadores diésel suele ser de 5 años.



Figura 27 Generador diésel

- **Paneles fotovoltaicos:** Los paneles fotovoltaicos generan electricidad a partir de las radiaciones solares. Al ser el Sol un elemento variable, no siempre tenemos el mismo nivel de radiación durante el día y por la noche esta radiación es nula, el sistema no puede depender de la energía que le proporcionan los paneles fotovoltaicos. Como consecuencia de esto, los paneles fotovoltaicos son un complemento al generador diésel y se utilizan para reducir las horas de funcionamiento de éste y así ahorrar combustible y conseguir que el generador trabaje a un nivel óptimo. La vida útil de los paneles fotovoltaicos esta alrededor de los 25 años, a medida que pasan los años su rendimiento se ve reducido, pero si se tiene en cuenta la evolución de esta tecnología en los últimos años, el futuro va a ser prometedor y se conseguirá aumentar la vida útil y el rendimiento de los paneles fotovoltaicos haciendo más rentable realizar una inversión en esta tecnología.



Figura 28 Paneles fotovoltaicos

- **Inversor:** un inversor está formado por una serie de materiales semiconductores que tienen como objetivo generar una onda de corriente alterna a partir de otra de corriente continua. Estos dispositivos son los IGBT y MOSFET. En la tabla 2 se puede ver una comparación de éstos.

IGBT	Mosfet
Interruptor totalmente controlado	Interruptor totalmente controlado
Permanece disparado mientras se aplica una diferencia de tensión suficiente entre sus terminales de puerta y emisor	Permanece disparado mientras se aplica una diferencia de tensión suficiente entre sus terminales de puerta y emisor
Unidireccional: sólo permite la conducción de la corriente en el sentido de la flecha	Bidireccional: corriente en los dos sentidos. Tiene un diodo parásito entre fuente y drenador

Tabla 1 Comparación IGBT-Mosfet

El esquema que se va a explicar es el control de onda cuadrada de un inversor monofásico no modulado que utiliza IGBTs y un filtro RLC para obtener corriente alterna a partir de una fuente de corriente continua:

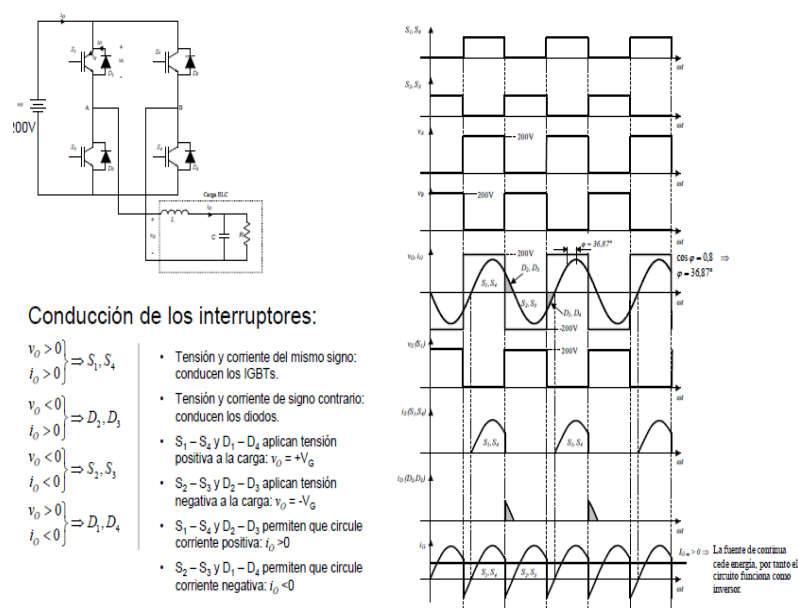


Figura 29 Esquema de un inversor

Los IGBTs se van activando por parejas en periodos de tiempos muy pequeños, el S1 con el S4 y el S3 con el S2. Cuando el S1 y el S4 están activados, obtenemos en la carga una corriente y tensión positiva y cuando se activan el S2 y el S3 se obtiene una tensión y corriente negativas. Los diodos funcionan cuando se tiene una tensión positiva y una corriente negativa, o viceversa, y sirven para dar un lugar de salida a esa corriente hasta que vuelva a circular por los IGBTs. El filtro RLC de la carga sirve para que la corriente de salida tenga una forma sinusoidal y sea lo más parecido posible a una señal de corriente alterna.

Además de ésta hay muchas otras formas de invertir corriente: por desplazamiento de fase, modulación PWM sinusoidal...

Todas tienen el mismo objetivo, y en el caso de estudio es invertir la corriente continua que produce la instalación fotovoltaica para conseguir una salida de corriente alterna y poder conectarla con el resto del sistema y alimentar las cargas.

Hay dos tipos de inversores que se pueden instalar en un sistema híbrido: inversores aislados e inversores fotovoltaicos. Las diferencias entre ellos se recogen en la siguiente tabla:

	Inversor fotovoltaico	Inversor aislado
Dirección del flujo de energía	Unidireccional	Bidireccional
Funcionalidades	Regulación del punto de máxima potencia, corriente de red sinusoidal	Gestión de batería, generador y carga, tensión de red sinusoidal
Capacidad de sobrecarga	Aprox. 110%	Aprox. 300%
Potencia activa/reactiva	Inyección de potencia activa pura	Cargas con cualquier factor de potencia

Tabla 2 Comparación Inversor fotovoltaico-inversor aislado

La principal diferencia entre los dos tipos de inversores es que el inversor aislado permite gestionar el banco de baterías mientras que el inversor fotovoltaico se limita a convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna que puedan consumir las cargas. En el caso de estudio, el inversor que se va a utilizar es un inversor fotovoltaico ya que en el sistema híbrido de estudio no se va a utilizar ningún banco de baterías.



Figura 30 Inversor

- **Gestor Energético:** el gestor energético es el corazón del sistema, es el dispositivo que controla la generación y la demanda de energía. También se encarga de que el generador diésel trabaje en un estado óptimo y de que el inversor fotovoltaico trabaje al máximo nivel de potencia para aprovechar la energía fotovoltaica. Estas son las tareas principales de un Gestor energético pero realiza muchas más a nivel de protección de los equipos, comunicación entre ellos y permitir la monitorización del sistema por parte del usuario, todas estas tareas se analizarán en el capítulo 4, dedicado únicamente al Gestor Energético.



Figura 31 Gestor energético

- **Cargas:** las cargas son simplemente los dispositivos eléctricos de la fábrica o vivienda que demandan energía eléctrica. La demanda varía en cada instante de tiempo y es necesario medirla en todo momento para adecuar la generación por parte del generador diésel y el inversor fotovoltaico con dicha demanda. Al no disponer de un banco de baterías es necesario generar únicamente lo que se consume para no desperdiciar energía y mantener el sistema en equilibrio.



Figura 32 Vivienda

Tras analizar y ver la función de cada componente del sistema híbrido diésel-fotovoltaico, sólo falta ver el esquema de conexión entre ellos, que será el siguiente:

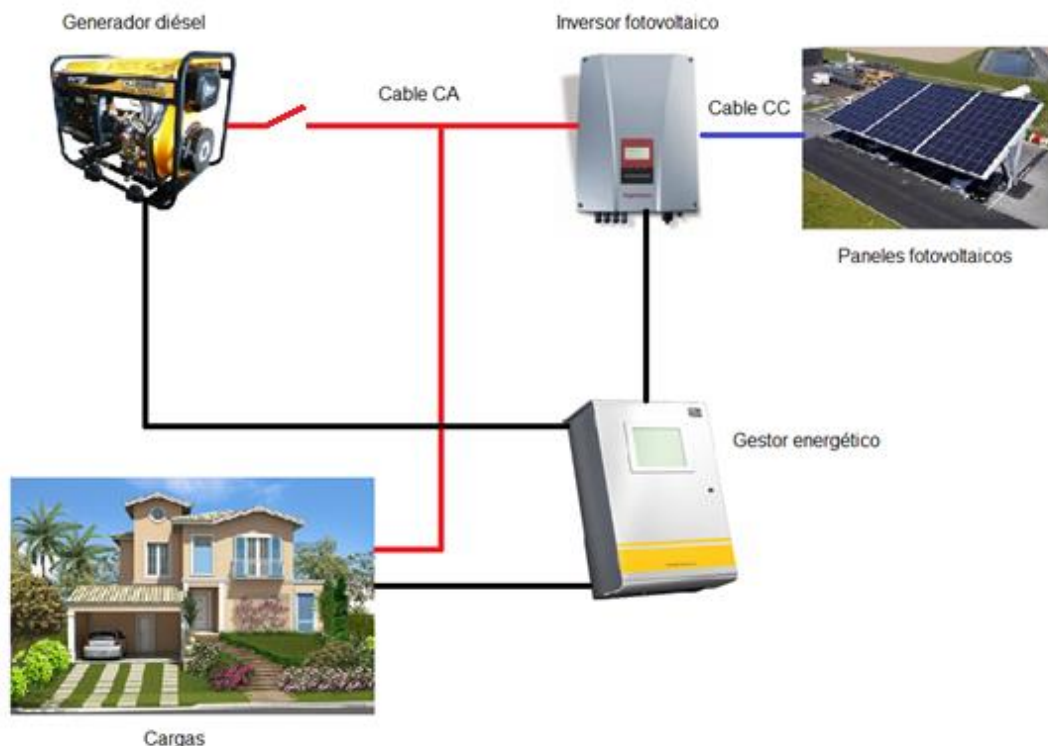


Figura 33 Esquema sistema híbrido diésel-fotovoltaico

## 2.4 PRESENTE Y FUTURO DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS DIÉSEL-FOTOVOLTAICOS

### 2.4.1 PRESENTE

Como hemos visto anteriormente, son muchas las razones por las que resulta atractivo realizar la instalación de un sistema híbrido diésel y fotovoltaico. Algunas de ellas son la dificultad para realizar la conexión a red o su alto coste de conexión, industrias en las que se trabaja en un lugar por un tiempo determinado hasta agotar sus recursos o mejorar la competitividad de la empresa reduciendo costes de generación de energía.

En este capítulo se van a dar a conocer distintos casos reales de instalaciones híbridas por todo el mundo que decidieron cambiar su sistema de generación por los motivos ya mencionados. Los sistemas híbridos diésel-fotovoltaicos son una realidad, y que mejor manera de comprobarlo que conocer diferentes proyectos por todo el mundo:



- **Isla de Vava'u:** como vimos anteriormente, una de las aplicaciones más importantes de estos sistemas es dar autosuficiencia energética a islas donde conectar su red con la del continente puede resultar demasiado caro. Este es el caso de la isla de Vava'u, situada en el pacífico asiático, donde se ha realizado una instalación de un sistema híbrido diésel-fotovoltaico por parte de SMA. Esta isla del Pacífico ahorra así costes energéticos a la vez que reduce su dependencia de los combustibles fósiles. El componente central del sistema es el Gestor Energético, que permite una integración inteligente de la energía fotovoltaica en el sistema sin afectar al funcionamiento de los generadores diésel. Gracias a su unidad de almacenamiento de energía, el sistema continúa operativo incluso bajo condiciones climatológicas desfavorables, como en caso de abundante nubosidad. El sistema híbrido de energía fotovoltaica y diésel cubre durante las horas centrales del día casi el 70% de toda la necesidad de corriente de Vava'u y genera al año casi el 13% de la energía total que necesita la isla. El nuevo parque fotovoltaico está compuesto por módulos para espacios abiertos y la tecnología de bancos de baterías, que se integran a la perfección en la central diésel de la isla. El sistema de 500 kW puede producir hasta 873 MWh de electricidad limpia al año y, por tanto, sustituir a 225 000 litros de diésel de media.

Vava'u es un archipiélago del Pacífico Sur formado por una isla principal y otras 40 islas de menor tamaño. Vava'u, la isla más grande del archipiélago, tiene una superficie de 90 kilómetros cuadrados, lo que la convierte en la segunda isla en tamaño del Reino de Tonga. Hasta la fecha Vava'u cubría el suministro de corriente por medio de generadores diésel. El desarrollo del sistema híbrido se encargó con la intención de reducir los costes de combustible así como las emisiones de CO<sub>2</sub>. El objetivo de Tonga Energy Road Map (TERM) es llegar a cubrir de aquí al año 2020 el 50% de la necesidad de corriente del reino con fuentes de energía renovables. Del desarrollo del proyecto se encargó Masdar, una empresa del sector de las energías renovables con sede en Abu Dabi. El proyecto ha sido financiado por el Fondo de Abu Dabi para el Desarrollo.



Figura 34 Isla de Vava'u

- **Centro Moru, Tailandia:** La multinacional PROINSO ha donado 10 kWp de módulos solares, así como un inversor híbrido de 10 kW INGECON Hybrid cedido por la compañía Ingeteam, para la puesta en funcionamiento de un sistema híbrido que generará la energía necesaria para el funcionamiento de la Unidad de Investigación de la Malaria Shoklo (SMRU), ubicada en la ciudad tailandesa de Mae Sot. El nuevo sistema combinará la energía solar fotovoltaica con un motor a combustión, que ya existía, para generar la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento del centro investigador y reducir así el consumo de combustible.

Se calcula que la utilización del sistema fotovoltaico híbrido ahorrará 4.500 euros anuales al centro de investigación en el consumo anual de diesel. Asimismo, contribuirá a evitar los problemas en el suministro eléctrico que, hasta ahora, les generaba el depender de un generador diésel y del abastecimiento de combustible.

Se trata de una opción cada vez más extendida para la generación de energía entre los países emergentes y en vías de desarrollo que no disponen de acceso a redes de distribución eléctrica, y habituados a generar energía eléctrica mediante motores de combustión.

- **Granja de pollos en Aceuchal (Badajoz):** el promotor de una granja de pollos en Aceuchal (Badajoz), tuvo que elegir entre asumir los costes de llevar suministro de red eléctrica a su granja (esto es, el tendido eléctrico, centro de transformación, derechos de acometida y extensión, depósito de garantías y un largo etcétera) o bien ser autosuficiente. Y eligió esto último, estar aislado de red. La inversión inicial puede ser algo mayor, pero el periodo de retorno de la inversión es realmente corto y fue lo que motivó su decisión. La solución consta de un sistema híbrido de generación que prioriza la generación renovable, teniendo al grupo electrógeno como apoyo en casos de alta demanda. La instalación solar es en cubierta y tiene una potencia de 15,00 KWp.



Figura 35 Granja pollos Acehuca,

- **Palladam, India, hilandería de algodón, 2-7-13:** Los apagones de varias horas de duración forman parte del día a día en Palladam, la India. Anteriormente, en estos casos el propietario de la hilandería de algodón, Alpine Knits, se servía de un generador diésel con una potencia de 1,25 MVA para el suministro de corriente. Sin embargo, el consumo permanente de combustible se traducía en un aumento continuo de los costes de producción. Con el fin de reducir considerablemente los costes energéticos, el propietario de la hilandería tomó la decisión de construir una instalación fotovoltaica en los tejados de las naves de la fábrica. Desde junio la instalación fotovoltaica, con una potencia de los módulos de 1 MWp, produce electricidad a buen precio. Gracias al gestor energético instalado se combina el generador diésel y la instalación fotovoltaica en un sistema híbrido de energía fotovoltaica y diésel que también en caso de apagones cubre de manera fiable toda la necesidad energética de la hilandería. La instalación fotovoltaica cubre el 60% de la energía total. El gestor energético lleva a cabo el control inteligente de la inyección de energía fotovoltaica en función de los perfiles de carga y de la potencia del generador diésel. Esto permite disponer de un suministro de corriente seguro en todo momento, con unos costes de combustible reducidos y unas emisiones de CO<sub>2</sub> minimizadas. El exceso de energía fotovoltaica se inyecta a la red pública.



*Figura 36 Hilandería algodón, India*

- **Niestetal, Sudáfrica, 11-12-12:** El sistema fotovoltaico de Thabazimbi, de un megavatio de potencia y concluido en noviembre, es fruto de la colaboración de SMA y el integrador de sistemas Solea AG de Plattlingen. 200 módulos fotovoltaicos y 63 inversores complementan el suministro de energía diésel existente. Unos 1,8 GWh de energía fotovoltaica al año permitirán a la empresa explotadora de la mina Cronimet Chrome Mining SA (Pty) Ltd. ahorrar hasta 450 000 litros de combustible al año. La solución híbrida, además de ser escalable, ofrece una interfaz inteligente entre los generadores fotovoltaicos y diésel, y conjuntamente con los inversores controla la inyección a red de la energía fotovoltaica en función de los perfiles de carga y generación según las necesidades. Si el sol produce suficiente energía durante el día, tanto el consumo de combustibles fósiles como las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducen a un mínimo. Para alcanzar una eficacia máxima se requiere una relación óptima entre la potencia fotovoltaica instalada y la potencia de los grupos diésel, el denominado grado de penetración. “En sistemas sin un control inteligente el grado de penetración de la energía fotovoltaica se sitúa en solo el 20%; por encima, la red se vuelve inestable”, explica Jon Ivar Ekker, vicepresidente ejecutivo de SMA Off-Grid Solutions Industrial. “El SMA Fuel Save Controller (gestor energético) permite alcanzar un grado de penetración de la energía fotovoltaica de hasta un 60% con una estabilidad garantizada de la red. En caso necesario, este valor se puede aumentar con el uso adicional de bancos de baterías que almacenen la energía fotovoltaica sobrante y la suministren según las necesidades”.





Figura 37 Thabazimbi, Sudáfrica

## 2.4.2 FUTURO

Como hemos visto a través de los ejemplos anteriormente mencionados, este tipo de sistemas híbridos son una opción cada vez más extendida para la generación de energía entre los países emergentes y en vías de desarrollo, que no disponen de acceso a redes de distribución eléctrica, y habituados a generar energía eléctrica mediante motores de combustión. De manera que, permiten ahorrar combustible de un generador diésel y reducir considerablemente las emisiones de CO<sub>2</sub>. Incluso puede reducir el número de motores diésel a utilizar en función del horario de consumo y generación de energía.

En el futuro los sistemas híbridos tendrán un papel fundamental en la industria de la energía debido a que es una opción rápida de instalar y resulta económica puesto que la inversión inicial se recupera en pocos años. Los objetivos que se quieren conseguir con estos sistemas son:

- **Mejorar la competitividad de las empresas:** el mundo empresarial está en constante desarrollo y es necesario estar al día con el mundo de la tecnología para poder ahorrar costes de producción y no quedarse atrás respecto a la competencia. Por eso, una empresa habituada a trabajar con generadores diésel tendrá que plantearse en un futuro cambiar su sistema de generación por un sistema híbrido ya que la instalación de los grupos electrógenos ya la tiene, solo haría falta instalar la parte fotovoltaica. Con esto la empresa conseguiría ahorrar costes de producción y vender el producto a un menor precio que la competencia si ésta no ha conseguido reducir costes, o en el peor de los casos, vender el producto a un precio similar al de la competencia pero esto le permitiría seguir en el mercado. Como consecuencia de no actualizar su sistema de generación, la empresa podría quebrar al no poder reducir los costes de producción y ver que la competencia si lo ha hecho, aumentando así su número de ventas.
- **Proporcionar energía eléctrica en países en vías de desarrollo:** existen muchos países, sobre todo en Sudamérica, África y Asia, donde no hay conexión a red y muchos pueblos viven sin electricidad. En unos años se querrá llevar una red eléctrica tal y como la conocemos en España a estos lugares, pero no es una tarea rápida ni sencilla. Una solución temporal o en algunos casos más duradera puede ser la de instalar un sistema híbrido hasta que se consiga llevar a cabo el proyecto de construir una red eléctrica. Esto

permitiría un salto en la calidad de vida de los habitantes de estas zonas mientras se construye la red eléctrica definitiva sin tener que hacer trabajos con prisa, que en la mayoría de casos acaban mal. Además, dependiendo de la zona, se puede considerar dejar el sistema híbrido de manera permanente porque las condiciones climáticas de la zona sean suficientemente buenas como para que éste resulte rentable.

- **Asegurar el suministro en las fábricas:** muchas fábricas trabajan continuamente con energía eléctrica proporcionada por la red y una pequeña interrupción en el suministro provoca grandes pérdidas. La mayoría de estas fábricas aseguran el suministro con la instalación de generadores diésel que se pondrían en marcha en caso de que se corte el suministro eléctrico. En un futuro, estas empresas se plantearán la posibilidad de asegurar este suministro conectando paneles fotovoltaicos a los grupos electrógenos ya existentes de manera que formen un sistema híbrido. De esta forma, siguen asegurando el suministro pero ahora reducen el coste tanto del combustible como de la mano de obra ya que los generadores funcionarán a un nivel de carga óptimo durante menos horas aumentando su vida útil.
- **Zonas remotas:** existen algunas zonas donde resulta inviable realizar una conexión a red ya sea por problemas económicos o técnicos. Estas zonas pueden ser pueblos de montaña, islas pequeñas o zonas desérticas. En este tipo de lugares actualmente se suministra electricidad por medio de grupos electrógenos, lo que supone un gasto importante en combustible que se podría reducir invirtiendo en sistemas híbridos diésel-fotovoltaicos.

En conclusión, los sistemas híbridos diésel-fotovoltaicos van a tener un papel importante en el futuro, son muchas las empresas que están instalándolos por todo el mundo con grandes resultados. Además, la demanda está en constante crecimiento y por eso se están investigando y estudiando dichos sistemas para mejorarlos por lo que dentro de unos años podremos ver más industrias, pueblos o incluso viviendas familiares que se decantan por utilizar sistemas híbridos diésel-fotovoltaico para producir energía. Una de las últimas investigaciones en este tipo de sistemas es el Gestor energético, un dispositivo electrónico que permite aumentar el rendimiento del sistema híbrido gracias a su método de control que se detallará en el siguiente capítulo.

# **CAPÍTULO 3: GESTOR ENERGÉTICO**

## 3.1 DEFINICIÓN

El principal problema que tiene un sistema híbrido diésel-fotovoltaico es realizar un control de la energía para el sistema que maximice su eficiencia. El encargado de realizar esta tarea es el Gestor Energético.

El Gestor Energético ofrece una solución sistemática para la integración de plantas fotovoltaicas dentro de redes basadas en generación de combustibles fósiles. El Gestor Energético ofrece un control fiable y monitorizado de los inversores fotovoltaicos y permite una operación estable en la red. Con esta intención, el Gestor Energético controla permanentemente el estado del grupo electrógeno y de las cargas y ajusta la potencia de salida óptima del inversor. Durante el inicio de la puesta en marcha, el sistema tiene la posibilidad de activar varias funciones para estabilizar y hacer fiable la operación del sistema sin sobrepasar el límite de carga mínima del grupo electrógeno, para que éste tenga un correcto funcionamiento, alargando su vida útil y mejorando su operación. Además, es posible monitorizar todos los datos relevantes, datos de proceso y el estado de la corriente a través de un sistema SCADA o una web disponible para el usuario.

El Gestor Energético realiza las siguientes tareas:

- Controla la potencia del grupo electrógeno y el estado de las operaciones.
- Controla el estado de las cargas y la red.
- Calcula los valores adecuados para la máxima potencia de salida del inversor y el estado de la corriente de los grupos electrogenos y cargas.
- Controla y comunica la interfaz de los inversores.
- Registro interno de los datos relevantes del sistema.
- Proporciona los datos necesarios para una monitorización remota y local.
- Cierre de emergencia de los inversores en caso de avería del sistema.

El Gestor Energético ha sido diseñado para integrar inversores fotovoltaicos dentro de la red del grupo electrógeno. El objetivo principal del Gestor Energético es ahorrar combustible sustituyendo parte de la carga que abastece el grupo electrógeno con energía fotovoltaica y permitir una red estable al mismo tiempo. La planta fotovoltaica puede ser considerada como un generador de potencia operando en paralelo con el grupo electrógeno. Como parte de apoyo a la red del grupo electrógeno, es obligatorio proporcionar ciertas características relacionadas con el control de potencia, sincronización y operación de emergencia. Esto puede ser asegurado incluso con una alta penetración fotovoltaica de hasta el 60%. Sin embargo, el grupo electrógeno sigue siendo el componente principal de la red.

## 3.2 EJEMPLOS DE GESTORES ENERGÉTICOS EN EL MERCADO

### INGECOM EMS MANAGER:

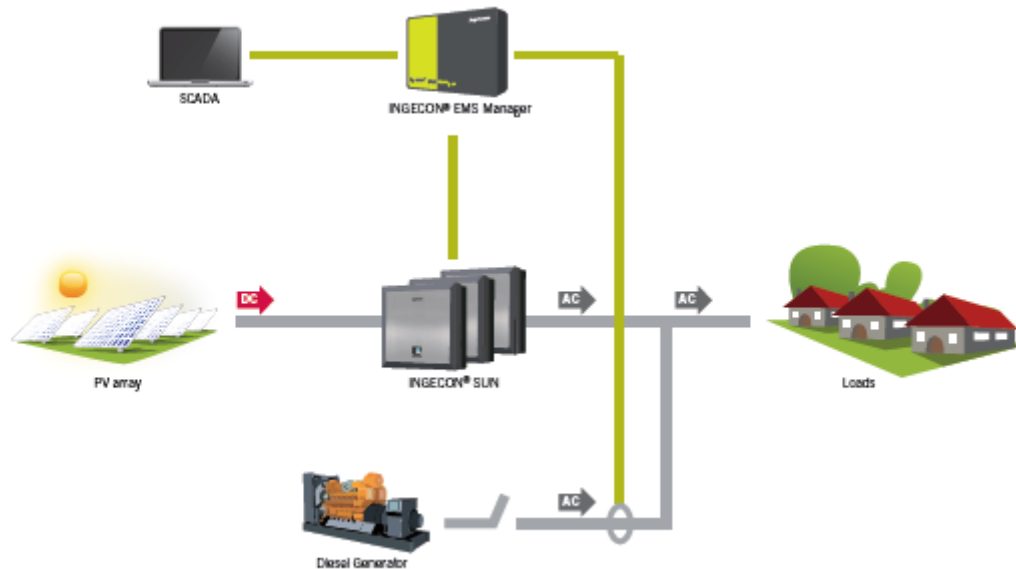


Figura 38 Esquema gestor energético de Ingeteam

La figura muestra el esquema de un sistema híbrido para una vivienda utilizando un gestor energético. En este caso, el gestor utilizado es el INGECON EMS Manager, una solución creada por Ingeteam. Todos los sistemas híbridos con gestor energético tienen este esquema de instalación. El generador está conectado directamente a las cargas de la casa a través de un cable de corriente alterna y a su vez se conecta con el gestor energético para proporcionarle los datos necesarios. Los paneles solares están conectados a un inversor para transformar la corriente continua en alterna y el inversor se conecta directamente a las cargas y al gestor energético que controlará la potencia de salida del inversor. Para terminar, el gestor energético está conectado a un sistema de comunicación SCADA que permite la monitorización de todo el sistema al usuario.

El funcionamiento es el siguiente:

- Monitorizaremos constantemente la potencia generada por el grupo diésel que alimenta la instalación. Esto se realiza mediante la inclusión de un vatímetro a la salida del generador diésel.
- El vatímetro se comunica mediante RS-485 con el Gestor Energético e informa en todo momento de la potencia generada por el grupo diésel.
- El Gestor Energético calcula y envía consignas a los inversores solares para que trabajen en el punto de operación deseado, basándose en la información recibida del vatímetro.

La potencia máxima fotovoltaica que el Gestor Energético permite inyectar al sistema se calcula siguiendo la fórmula (1):

$$P_{pv} = P_{cargas} - P_{gen,min} \quad (1)$$

Donde:

- $P_{pv}$  es la potencia fotovoltaica
- $P_{cargas}$  es la potencia instantánea consumida por las cargas
- $P_{gen,min}$  es la potencia instantánea mínima entregada por el grupo diésel y que resulta de multiplicar el régimen mínimo de carga por la potencia primaria del grupo diésel.

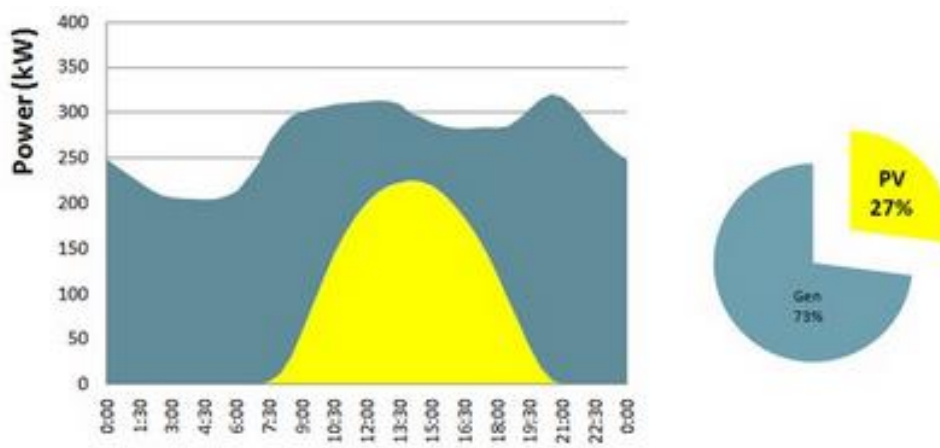


Figura 39 Ejemplo de dimensionado

En el ejemplo de la figura 39 se comprueba la eficacia de la fórmula (1):

Para la hora 13:30, tenemos  $P_{cargas} = 300 \text{ kW}$ ;  $P_{gen,min} = 400 \text{ kW} \cdot 0,25\% = 100 \text{ kW}$ ; obteniendo como resultado  $P_{pv} = 200 \text{ kW}$ .

### POWER ELECTRONICS (FREESUN PPC)

El controlador Freesun PPC (Power Plant controller) será el encargado de gestionar las funciones dinámicas y el balance entre generación y consumo de los sistemas híbridos más complejos. El PPC supervisará el punto de interconexión con la carga, controlará la generación de energía de los generadores diésel a los inversores, y controlará la carga o descarga de los sistemas de almacenamiento instalados. Freesun PPC está equipado con un PLC que integra un microprocesador que interactuará con los equipos a través de las señales analógicas y digitales o los sistemas de comunicación (Modbus RTU sobre RS485 o fibra óptica, o Modbus TCP/IP sobre Ethernet TCP/IP). El controlador Freesun PPC junto con la familia de inversores Freesun puede programarse a medida para cumplir con los requerimientos de cada país, donde se solicitan estrictas funciones dinámicas de apoyo a la red en el punto de interconexión.

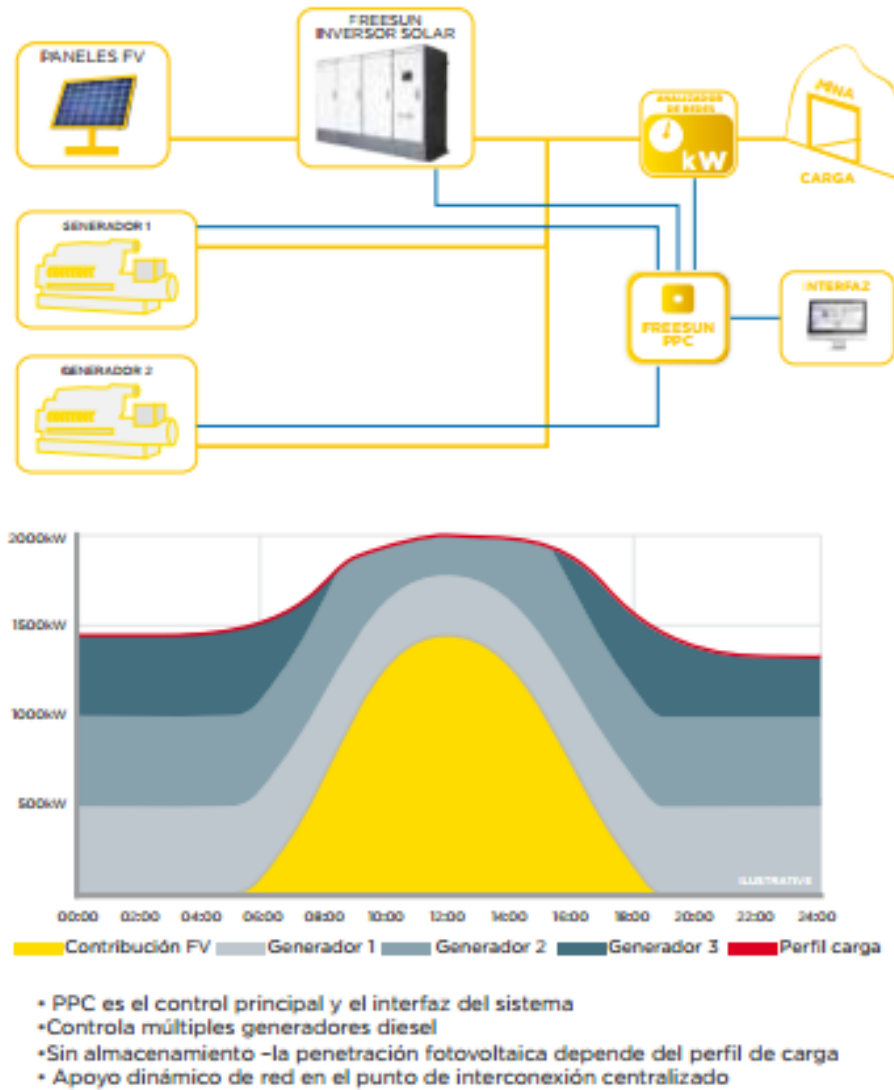


Figura 40 Esquema gestor energético de Power electronics

### SMA FUEL SAVE CONTROLLER

Para terminar con los ejemplos de gestores energéticos del mercado tenemos el gestor fabricado por la empresa SMA, es el más completo del mercado ya que muchas empresas de instalación de sistemas híbridos lo utilizan como controlador inteligente en sus proyectos.

En el resto del capítulo se va a analizar el funcionamiento de los gestores energéticos tomando el SMA FUEL SAVE CONTROLLER como ejemplo ya que es el más utilizado en el mercado hoy en día. Todos funcionan de manera similar, hay pequeñas diferencias entre ellos pero la base de su funcionamiento es la misma en todos ellos.

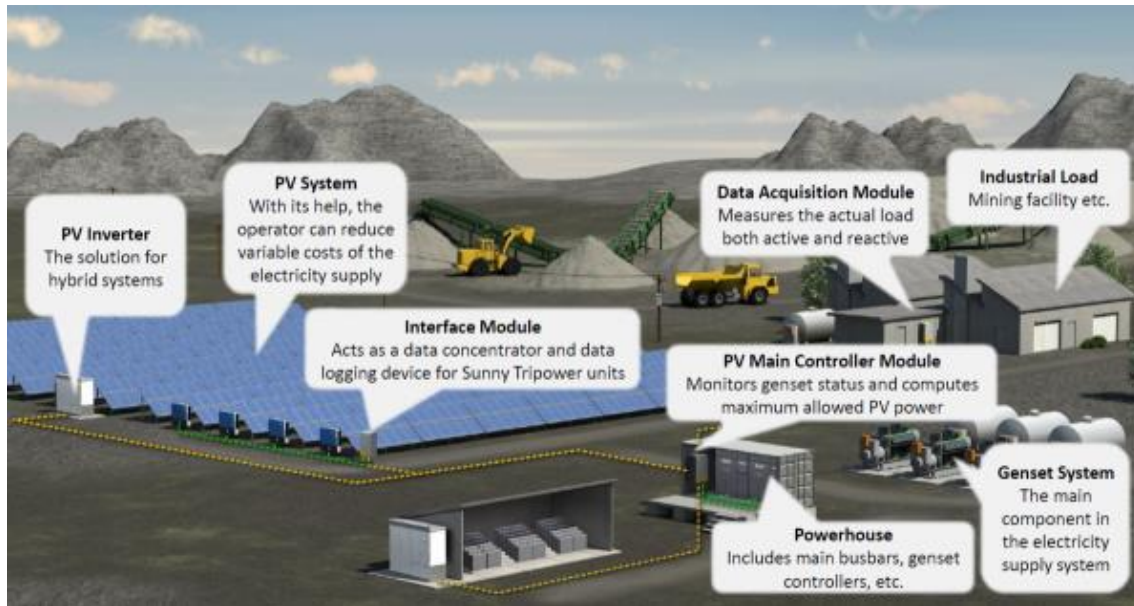


Figura 41 Esquema Instalación híbrida diésel fotovoltaica de SMA

En la figura 40 se puede ver como estaría construida una instalación híbrida en el terreno. La imagen muestra la instalación de una fábrica, puesto que dispone de cuatro grupos electrógenos y una instalación fotovoltaica considerable, pero el esquema de instalación es el mismo para una vivienda, solo cambian los niveles de potencia.

El núcleo del sistema es el gestor energético, en la imagen llamado PV Main Controller Module, a él se conectan el inversor fotovoltaico, los grupos electrógenos y las cargas de la casa o industria. El gestor energético se divide en distintos módulos y cada uno realiza una tarea distinta que se detallará a continuación.

### 3.3 MÓDULOS DE UN GESTOR ENÉRGETICO

Para realizar todas estas tareas, un Gestor Energético necesita obtener datos de diferentes equipos del sistema. Los encargados de obtener datos de entrada, analizarlos y proporcionar datos de salida son: Módulo de toma de datos, Módulo de Control Principal y Módulo de Interfaz:

- **Módulo de Toma de Datos:** diseñado para obtener datos de la red eléctrica o alternativamente de los grupos electrógenos. Mide la tensión y corriente a través de un vatímetro y se encarga de mandar estos datos al Módulo Principal. El Módulo de Toma de Datos se coloca en la red que da acceso a las cargas para medir la potencia que se demanda y la que se está suministrando en cada momento. Además, monitoriza el estado de la red en busca de averías o pérdidas de carga que puedan corregirse en el mínimo tiempo posible.
- **Módulo de Control Principal:** es el encargado de recibir los datos de entrada que le proporciona el Módulo de Toma de Datos del estado de las cargas y el grupo electrógeno y los datos del inversor fotovoltaico que le envía el Módulo Interfaz. Tras analizar estos datos, envía órdenes al grupo electrógeno y al inversor fotovoltaico para que varíen su potencia de salida optimizando el rendimiento del sistema.



- **Módulo Interfaz:** monitoriza el estado del inversor fotovoltaico y manda información al Módulo de Control Principal para su análisis. Posteriormente, recibe órdenes del Módulo de Control Principal para cambiar el estado de operación del inversor fotovoltaico y se encarga de realizar estas operaciones de manera segura y eficaz.

El Gestor Energético incluye diferentes modos de operación que pueden ser definidos durante el sistema de puesta en marcha.

## 3.4 MODOS DE OPERACIÓN

### MODO DE OPERACIÓN A

El Gestor Energético opera como la unidad de control principal para los inversores fotovoltaicos. Permanentemente monitoriza el estado y la potencia de salida de hasta cinco grupos electrógenos por medio de una conexión Modbus/TCP con la unidad de control del grupo electrógeno. Además, recibe los datos obtenidos para los requerimientos de la carga y el estado de la red desde el Módulo de Toma de Datos y calcula un punto de ajuste adecuado para la potencia de salida de los inversores fotovoltaicos bajo consideración de las condiciones definidas para el grupo electrógeno durante su encendido. Estas condiciones están definidas para cada grupo electrógeno e incluye las siguientes especificaciones:

- Potencia aparente (kVA)
- Potencia activa (kW)
- Umbral de activación (kW)
- Umbral de corte (kW)
- Carga mínima (kW)

### MODO DE OPERACIÓN B

El principio de operación del modo B es muy parecido al modo A. Se aplica si no es posible conectarse con el grupo electrógeno vía Modbus/TCP. En este caso, hasta cinco Módulos de Toma de Datos pueden ser instalados para controlar hasta cinco grupos electrógenos a través de mediciones de corriente y tensión. El proceso de datos operativos y el control de la planta fotovoltaica trabajan de la misma forma que en el modo de operación A.

### MODO DE OPERACIÓN C

Se utiliza si la red del grupo electrógeno es suministrada por más de cinco unidades o si los puntos de ajuste de la potencia de los inversores fotovoltaicos se calculan por separado. En ambos casos, el Gestor Energético no controla el grupo electrógeno. El control del sistema supervisor necesita calcular los puntos de ajuste requeridos para la potencia de salida del inversor fotovoltaico y comunicarlo al Gestor Energético a través de Modbus/TCP. El rol del Gestor Energético en este caso es garantizar una rápida comunicación con los inversores fotovoltaicos, para realizar un apagado de emergencia del inversor, revertir una protección de potencia en el grupo electrógeno y proporcionar acceso a los equipos por el personal de servicio.

## 3.5 PROTECCIONES

La estrategia de control del Gestor Energético permite continuamente estabilizar los sistemas de operación. Por lo tanto, el Gestor Energético ofrece varias características que pueden ser activadas según sea necesario. Estas características afectan al comportamiento del Gestor Energético y determinan cómo reacciona en escenarios potencialmente críticos.

**Riesgos del sistema:** se pueden distinguir dos riesgos potenciales, que deben ser evitados, para evitar condiciones que hagan al sistema inestable y que puedan dañar, por tanto, al generador diésel: evitar que la corriente del inversor fotovoltaico, que siempre tiene preferencia, no dañe al generador diésel; por otro lado, además, es necesario aportar potencia de respaldo, que juega un papel fundamental en sistemas con gran penetración fotovoltaica.

**Reserva rodante:** la reserva rodante, además de permitir una mayor penetración de generación FV, incrementa considerablemente el ratio de autoconsumo de energía fotovoltaica. Alcanzando mayores ahorros en el consumo de diésel. La reserva rodante es la cantidad de potencia del grupo electrógeno que en un instante determinado no se está utilizando pero en caso de pérdida de potencia por parte del inversor fotovoltaico, pueda utilizarse rápidamente como sustituto. Tener una alta cantidad de reserva rodante permite al sistema generar más potencia fotovoltaica porque en caso de fallo será compensada con seguridad.

**Protección contra corriente inversa:** la posible corriente inversa producida por el generador FV hacia el generador diésel podría averiar a éste. Por lo que se debe de implementar un relé de corriente inversa que asegure la desconexión del inversor fotovoltaico.

**Potencia Reactiva:** dentro de un cierto rango los inversores fotovoltaicos son capaces de apoyar grupos electrógenos con potencia reactiva. Por la activación de la administración de potencia reactiva, el Gestor Energético crea un punto de ajuste para la potencia reactiva de salida de los inversores, basado en la proporción actual de potencia activa y reactiva demandada. Esto permite una menor carga de potencia reactiva para los grupos electrógenos.

**Tiempo de reacción:** en este tipo de sistemas es necesario tener una respuesta muy rápida que actúe sobre el control dinámico de potencia activa, no así para el control de la potencia reactiva, que tiene menos prioridad.

**Dimensionamiento del sistema:** se podría mentar un control remoto de la inyección fotovoltaica. Si la FV  $>30\%$  y  $<50\%$  de la potencia nominal del grupo, es necesario, además de implementar un control remoto, realizar una gestión activa de las cargas. Si la FV  $>50\%$  y  $<100\%$  de la potencia nominal del grupo, es necesario realizar, además del control remoto y gestión de cargas, la implementación de un sistema de respaldo de potencia (positiva y negativa).

**Pérdida de carga:** la pérdida repentina de una parte importante de carga, genera un riesgo importante de potencia inversa sobre el grupo. El peor escenario se produce cuando se trabaja con el  $100\%$  de la potencia FV instalada. Esta es una de las razones por las que el tiempo de respuesta del control dinámico debe ser lo más rápido posible. Se considera que este tiempo de respuesta no debe sobrepasar el segundo.

**Sistemas desequilibrados:** el consumo en micro redes no suele estar balanceado (cargas monofásicas). Según el nivel de desequilibrio entre fases en el sistema habrá que introducir, en mayor o menor medida, gestión dinámica de potencia por fase.

### 3.6 DIMENSIONAMIENTO

A continuación, se va a proceder a analizar el funcionamiento de un Gestor Energético a lo largo de un día. Para ello, se estudiarán distintas situaciones que el Gestor Energético debe solventar correctamente como puede ser tener una alta irradiación solar y por tanto, una alta penetración de energía fotovoltaica o sufrir cambios en la demanda. El Gestor Energético utilizado es el SMA Fuel Save Controller, compuesto de un Módulo Interfaz encargado de la inyección de potencia fotovoltaica, un Módulo de Toma de Datos que toma medidas de potencia en las cargas y un Módulo Principal que gestiona todo el sistema. El sistema híbrido está formado por módulos fotovoltaicos con una potencia máxima de 800 kW y tres grupos electrógenos de 400 kW cada uno. La demanda máxima alcanza los 1000 kW.

#### EJEMPLO 1/10

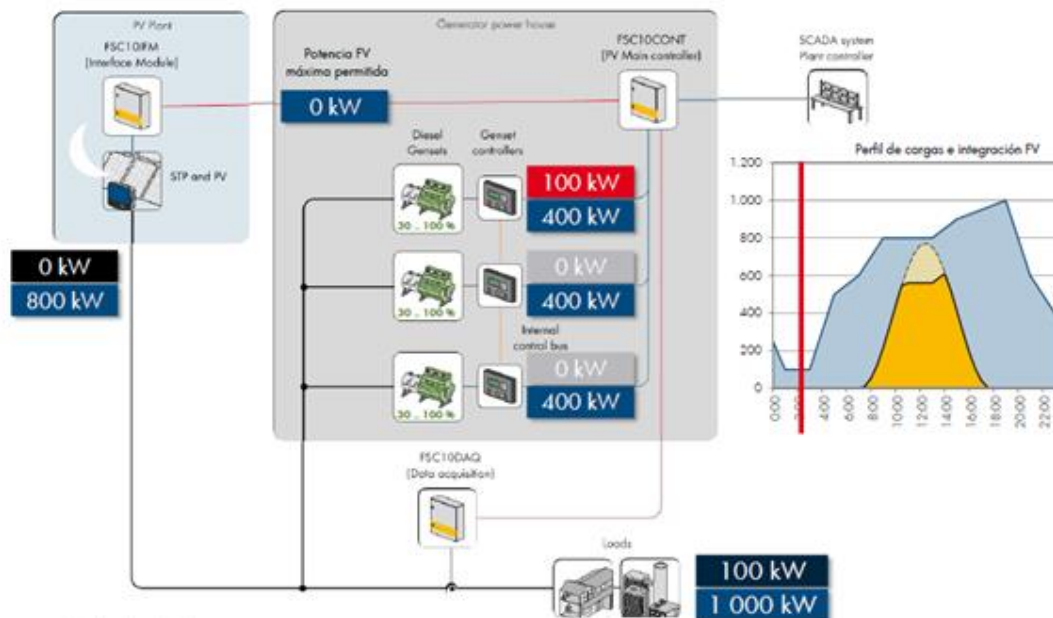


Figura 42 Caso de estudio 1

Como se puede ver en la gráfica de perfil de cargas, la potencia demandada es de 100 kW a una hora nocturna, por lo que no tenemos inyección fotovoltaica. Estamos en el caso de satisfacer la demanda de una hora valle, por lo que el 100% de la demanda se suministra a través de uno de los tres grupos electrógenos. Además, en caso de cambio brusco de la demanda, se tiene 300 kW de reserva rodante, por lo que no es necesario conectar más de un generador para asegurar la estabilidad del sistema.

## EJEMPLO 2/10

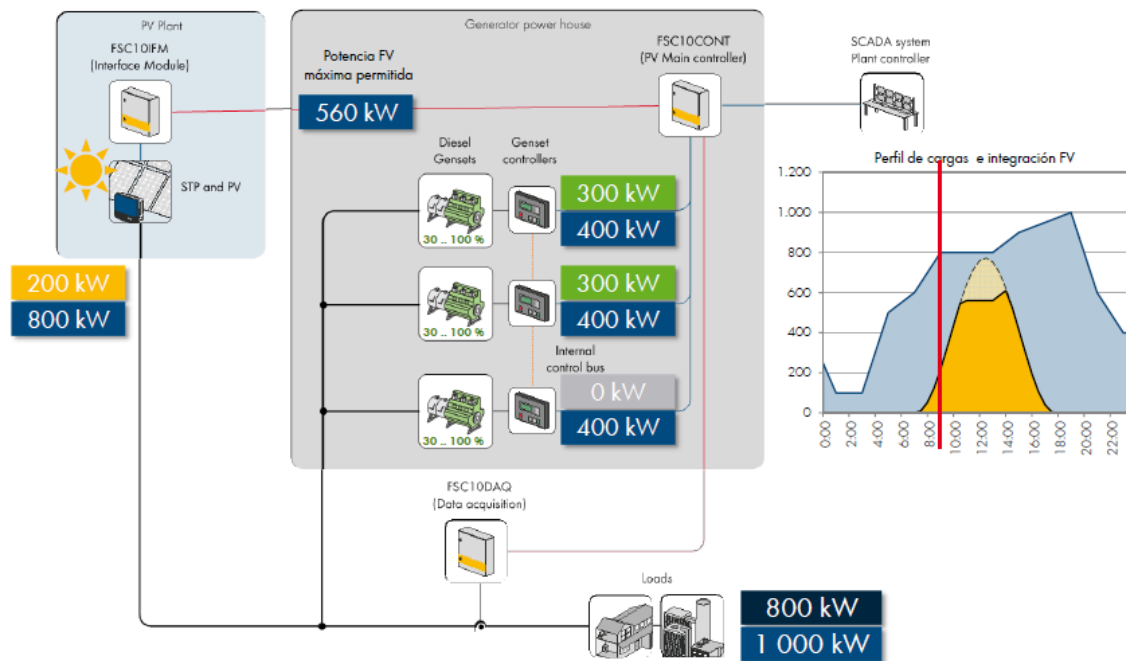


Figura 43 Caso de estudio 2

En esta hora del día la demanda sube a 800 kW y la irradiancia a esa hora nos permite generar como máximo 200 kW de potencia fotovoltaica. El resto de la demanda, 600 kW, debe ser cubierta por los grupos electrógenos. El Gestor Energético analiza la situación y pone en funcionamiento el segundo grupo electrógeno para poder proporcionar estos 600 kW que no podría producir con un solo generador. Además, gracias a la puesta en marcha del segundo grupo electrógeno, el Gestor Energético asegura el suministro de energía en caso de pérdida repentina de inyección fotovoltaica. La reserva rodante de cada generador es de 100 kW, en total suman 200 kW, lo que permite asegurar el suministro en caso de pérdida en la producción de energía fotovoltaica. El Gestor Energético también calcula la máxima potencia fotovoltaica permitida sin que el grupo electrógeno trabaje por debajo del 30% de carga. En este caso esa potencia máxima es de 560 kW, calculados a partir de la ecuación (1), vista anteriormente, con una pequeña variación debido a que ahora tenemos más de un grupo electrógeno en funcionamiento, la nueva expresión se detalla en la ecuación (2):

$$P_{pv} = P_{cargas} - n^{\circ} gen_{func} \cdot P_{gen,min} = 800 \text{ kW} - 2 \cdot 400 \cdot 0,3 = 560 \text{ kW} \quad (2)$$

## EJEMPLO 3/10

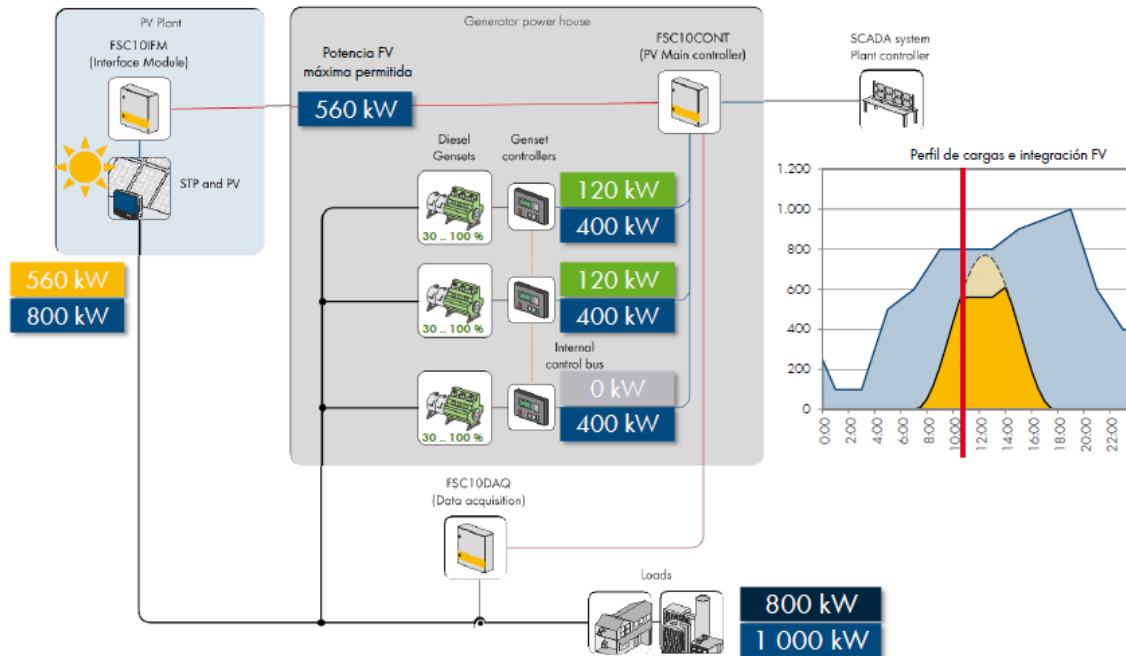


Figura 44 Caso de estudio 3

Son las 10:30 de la mañana, la potencia demandada se mantiene en 800 kW pero la potencia fotovoltaica máxima que se puede generar alcanza los 560 kW, el 70 % de la demanda. El Gestor Energético permite que esos 560 kW lleguen a las cargas, pero faltan 240 kW que deberán aportar los generadores diésel. Cada generador debe funcionar al menos al 30% de su potencia nominal, que en este caso, es de 400 kW, por lo que deben generar al menos 120 kW. Como venimos de una situación en la que dos generadores estaban conectados, es más eficiente mantenerlos en funcionamiento ya que no es bueno desconectar uno de ellos en cuanto a coste y mantenimiento, además, no tendríamos de suficiente reserva rodante con un solo grupo electrógeno. Por tanto, el Gestor Energético llega a la conclusión de que esos 240 kW que faltan los suministren los dos generadores, 120 kW cada uno, lo que les permite funcionar por encima de su nivel óptimo y además, la reserva rodante es de 560 kW, lo que permite que en caso de un cambio en la demanda o de una bajada de inyección fotovoltaica el sistema siga garantizando el suministro de potencia demandado.

## EJEMPLO 4/10

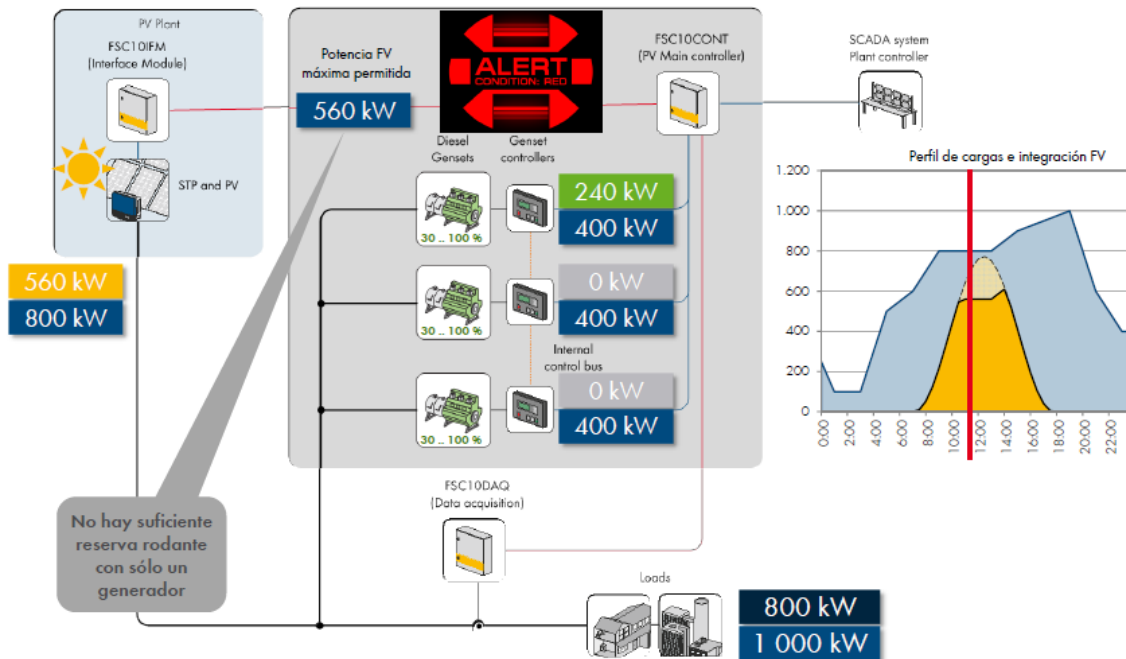


Figura 45 Caso de estudio 4

Es el mismo caso que el ejemplo anterior, pero ahora los 240 kW que no suministra la planta fotovoltaica los aporta un solo generador. Uno de los problemas que debe controlar el Gestor Energético es el de asegurar la suficiente reserva rodante en los grupos electrógenos como para satisfacer la demanda en caso de pérdida de potencia fotovoltaica. Al estar con solo un generador conectado, el sistema está en alerta porque en caso de que llegue una nube que impida suministrar esos 560 kW de potencia fotovoltaica, el sistema puede aumentar la potencia del generador diésel a 400 kW, pero no es suficiente para satisfacer la demanda de 800 kW, no hay suficiente reserva rodante. Esta situación debe ser evitada ya que no permite asegurar el suministro al 100%. El Gestor Energético tiene que actuar e inducir la puesta en marcha de un segundo generador como veremos en el caso siguiente.

## EJEMPLO 5/10

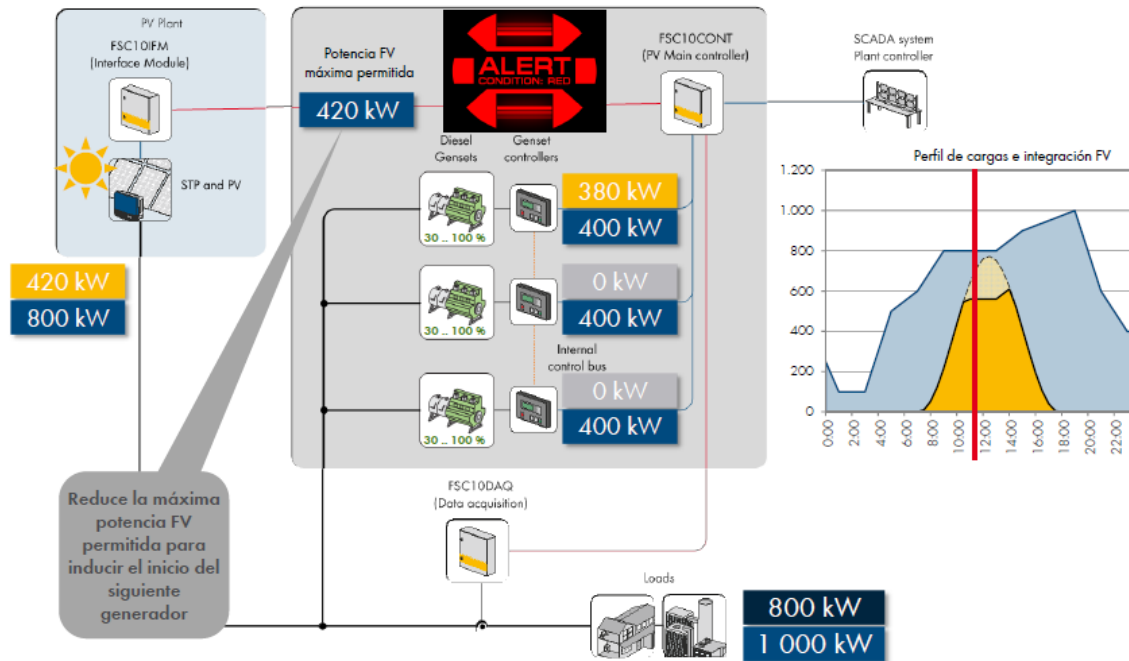


Figura 46 Caso de estudio 5

El objetivo es poner en funcionamiento un segundo generador para conseguir la suficiente reserva rodante que necesita el sistema. Para conseguir esto, el Gestor Energético manda una señal al inversor fotovoltaico para que reduzca su potencia de salida, a 420 kW, y poder así inducir el inicio de un segundo generador. Como el arranque de un generador diésel no es instantáneo, a la vez que se ha ido reduciendo la potencia fotovoltaica se aumenta la potencia del generador que estaba funcionando anteriormente para compensar la demanda. Ahora la demanda de 800 kW se satisface con 420 kW de potencia fotovoltaica y 380 kW de potencia diésel. Sigue manteniéndose el problema de que el sistema no dispone de suficiente reserva rodante en caso de fallo hasta que el segundo generador no termine de arrancar y acoplarse a la red.



## EJEMPLO 6/10

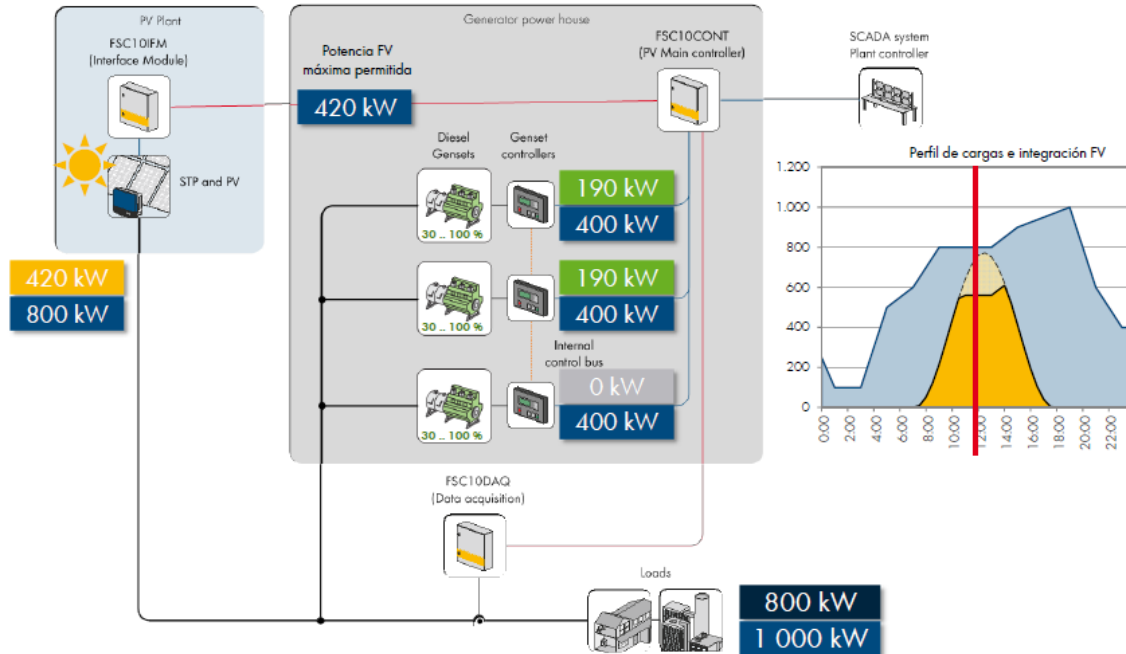


Figura 47 Caso de estudio 6

Ya se ha puesto en funcionamiento el segundo generador y el Gestor Energético ha conseguido acoplarlo satisfactoriamente a la red. Para conseguirlo, aumenta la potencia generada por el segundo generador y simultáneamente reduce la del primer generador para no tener un exceso de generación. Como se puede comprobar, los dos generadores trabajan por encima de 120 kW que sería el 30% de su capacidad y en caso de fallo en la instalación fotovoltaica disponemos de 420 kW de reserva rodante con los dos generadores que sustituirían la potencia fotovoltaica perdida. Además, con el sistema funcionando como se describe en el esquema, en caso de un aumento de la demanda se puede aumentar la potencia máxima de salida de los inversores fotovoltaicos, siempre y cuando los generadores sigan funcionando por encima del 30% de su capacidad, si esto no es posible, el aumento de demanda deberá compensarse aumentando la potencia de los grupos electrógenos.

## EJEMPLO 7/10

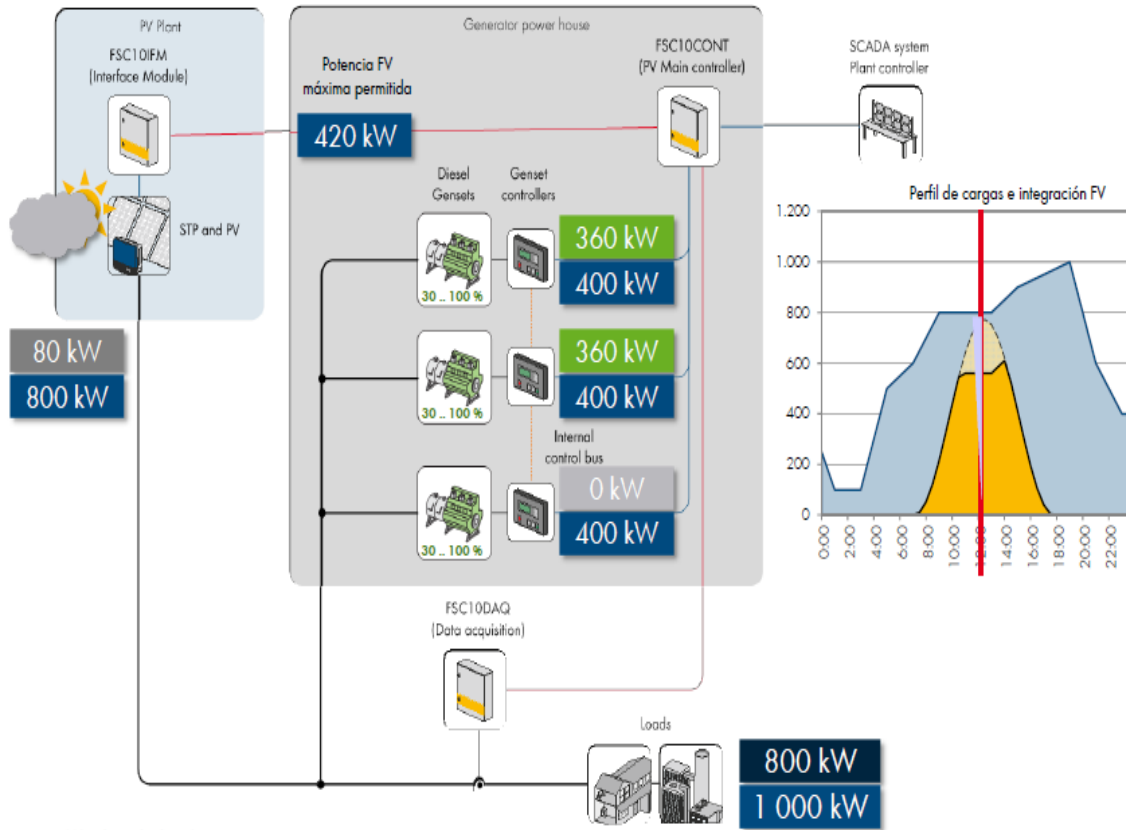


Figura 48 Caso de estudio 7

Este ejemplo describe la importancia que tiene disponer de reserva rodante. Aparecen nubes que conllevan una pérdida de inyección repentina de potencia por parte de la instalación fotovoltaica de 420 kW a 80 kW. Para compensar esta potencia perdida, lo que hace el Gestor Energético en pocos segundos es aumentar la potencia de los dos generadores que estaban conectados (utilizar la reserva rodante) y permitir un suministro eléctrico continuo y seguro. Esto se realiza a través de los distintos módulos repartidos por todo el sistema. El Módulo Interfaz detecta una pérdida de potencia en el inversor fotovoltaico y manda una señal al Módulo Principal. El Módulo Principal recibe del Módulo de Toma de Datos una demanda de 800 kW y manda una orden a los grupos electrógenos para que vayan aumentando su potencia generada de manera que vayan compensando la potencia fotovoltaica a la vez que está va disminuyendo.

## EJEMPLO 8/10

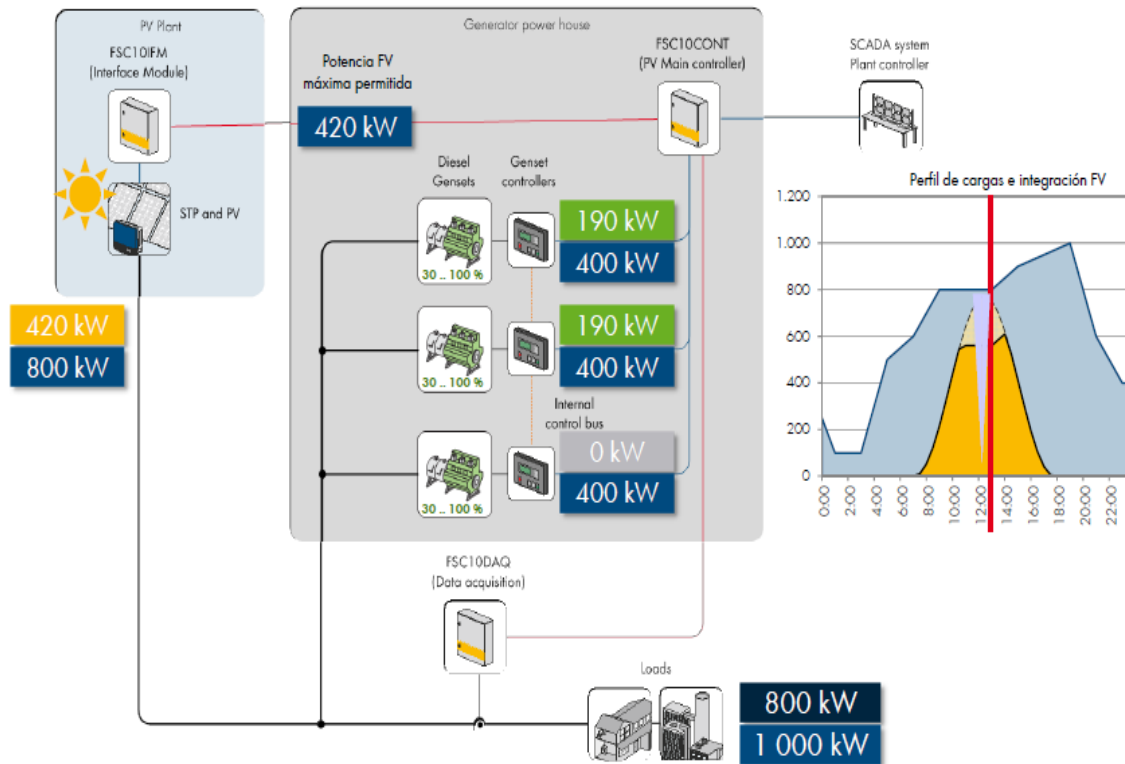


Figura 49 Caso de estudio 8

Ya con el cielo despejado, aumenta la potencia que podemos producir con la instalación fotovoltaica. Como la inyección fotovoltaica tiene prioridad sobre los grupos electrógenos, el Módulo de Control Principal envía órdenes simultáneas al Módulo Interfaz y a los grupos electrógenos. El Módulo Interfaz recibe la orden de aumentar la potencia de salida del inversor fotovoltaico y los grupos electrógenos reciben órdenes de reducir su potencia generada. Estas acciones se realizan a la vez para evitar tener déficit o exceso de generación. Nuevamente, tras realizar las operaciones y estabilizar el sistema, se vuelve a disponer de una reserva rodante de 420 kW con dos grupos electrógenos, no es necesario poner en marcha un tercer generador.

## EJEMPLO 9/10

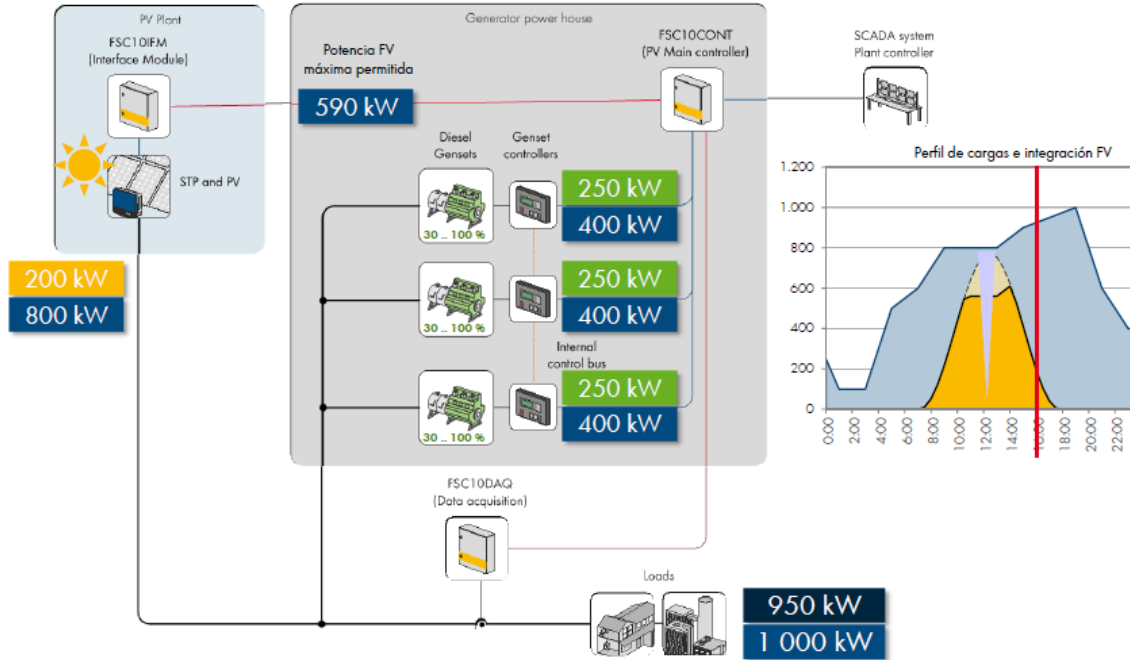


Figura 50 Caso de estudio 9

Se sufre un aumento de la demanda de 800 kW a 950 kW, el Gestor Energético lo primero que va a comprobar es la potencia fotovoltaica máxima que puede suministrar, que en este caso es de 200 kW, por lo que le quedan 750 kW que tienen que proporcionar los grupos electrógenos. Si se dejaran solo dos generadores conectados, en caso de pérdida de potencia fotovoltaica, la potencia máxima que podrían proporcionar los grupos electrógenos sería de 800 kW, menor que los 950 kW que exige la demanda, por lo que el Gestor Energético decide encender el tercer generador. Con el fin de garantizar el suministro, el Módulo Principal ordena arrancar el tercer generador, ya que en caso de pérdida de potencia fotovoltaica tendríamos de 1200 kW de potencia de los grupos electrógenos que es mayor que los 950 kW de la demanda y cubriríamos la potencia fotovoltaica en caso de fallo. Aunque la potencia máxima fotovoltaica es de 200 kW a esta hora, el sistema nos permite inyectar hasta 590 kW. Esta cifra sale de la ecuación (3):

$$P_{pv} = P_{cargas} - n^{\circ}gen_{func} \cdot P_{gen,mín} = 950 \text{ kW} - 3 \cdot 400 \cdot 0,3 = 590 \text{ kW} \quad (3)$$

## EJEMPLO 10/10

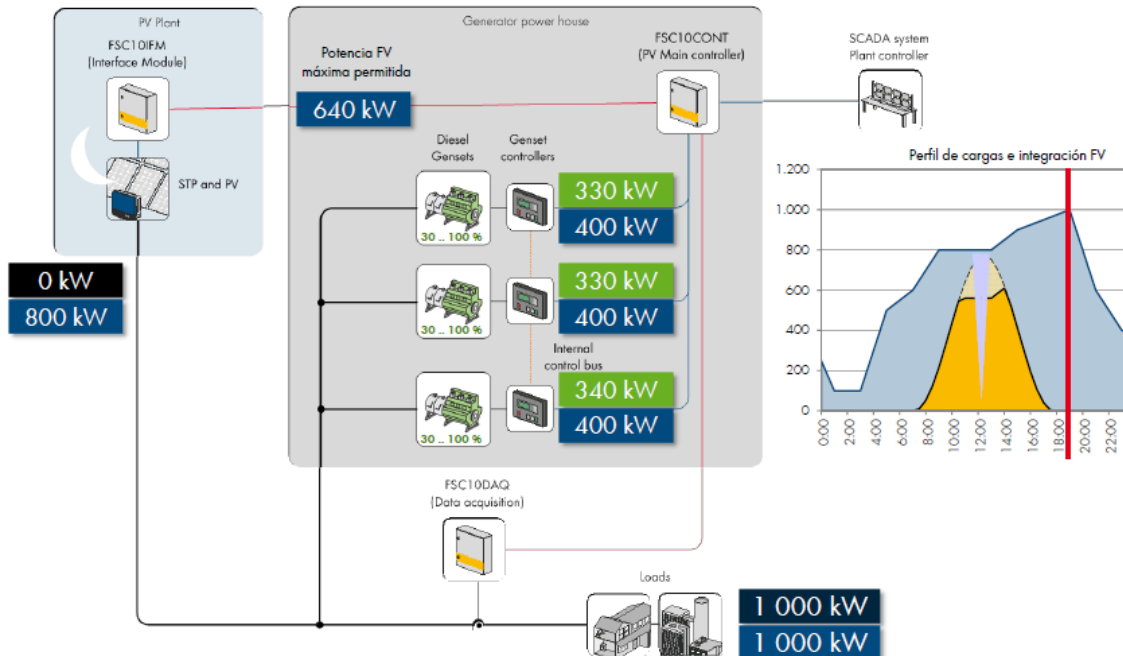


Figura 51 Caso de estudio 10

Ahora estamos en el caso de una hora nocturna, la potencia fotovoltaica es cero por lo que el total de la demanda lo deben proporcionar los grupos electrógenos. El Gestor de Energía se encarga de que los generadores tengan cargas parecidas para que ninguno trabaje a un régimen alto que provocaría mayor gasto de combustible y posiblemente reduzca la vida útil del equipo.

Como se ha podido explicar a lo largo de estos casos, el Gestor Energético cumple con las siguientes funciones:

- Monitoriza la cantidad de potencia que son capaces de generar los módulos fotovoltaicos en cada momento.
- Mide continuamente la demanda del sistema.
- Controla la potencia máxima de salida de los inversores fotovoltaicos para permitir a los generadores diésel operar por encima de su nivel óptimo de funcionamiento. La ecuación (3) calcula esta cantidad de potencia:

$$P_{pv} = P_{cargas} - n^{\circ} gen_{func} \cdot P_{gen,mín} \quad (4)$$

- Elige la configuración más adecuada para cada momento del día con el fin de ahorrar combustible y alargar la vida útil de los equipos.
- Consigue un suministro continuo y de calidad.

## 3.7 COMUNICACIÓN

El sistema de generación híbrido necesita un sistema de comunicación que le mande continuamente información de cada una de las partes que lo forman en tiempo real. El software elegido para realizar esta tarea es SCADA.

SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), es un software que permite controlar y supervisar procesos industriales. Facilita retroalimentación en tiempo real con los sensores y actuadores y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo y permite su gestión e intervención.

Los tres componentes de un sistema SCADA son:

- Unidad de Control Remota (RTU): La RTU se conecta al equipo físicamente y lee datos de estado y de medidas de los equipos. Una vez recogidos estos datos, el RTU envía señales para cambiar el estado de los equipos, es decir, el RTU lee el estado de los datos digitales o de las medidas analógicas y envía comandos digitales de salida o puntos de ajuste analógicos.
- Estación Maestra: El término "Estación Maestra" se refiere a los servidores y al software responsable para comunicarse con el equipo del campo (RTUs, PLCs, etc) en estos se encuentra el software HMI corriendo para las estaciones de trabajo en el cuarto de control, o en cualquier otro lado. El sistema SCADA usualmente presenta la información al personal operativo de manera gráfica, en forma de un diagrama de representación. Esto significa que el operador puede ver un esquema que representa la planta que está siendo controlada. Los diagramas de representación pueden consistir en gráficos de líneas y símbolos esquemáticos para representar los elementos del proceso, o pueden consistir en fotografías digitales de los equipos sobre las cuales se animan las secuencias.
- Infraestructura y métodos de comunicación: Los sistemas SCADA tienen tradicionalmente una combinación de radios y señales directas o conexiones de módem para conocer los requerimientos de comunicaciones, incluso Ethernet e IP sobre SONET (fibra óptica). Es más, los métodos de conexión entre sistemas pueden incluso ser a través de comunicación wireless (por ejemplo si queremos enviar la señal a una PDA, a un teléfono móvil,...) y así no tener que emplear cables.

Para que un sistema SCADA sea aprovechado correctamente, deben cumplirse una serie de objetivos:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta (capaces de adaptarse según las necesidades).
- Deben comunicarse con facilidad al usuario con el equipo de planta (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware. También tienen que ser de utilización fácil.

## 3.8 NORMATIVA

### AUTOCONSUMO EN ESPAÑA, 2014

En España hay tres tipos de instalaciones de autoconsumo:

- 1- Autoconsumo instantáneo.
- 2- Autoconsumo aislado de la red.
- 3- Autoconsumo de balance neto (conectado a red).

#### 1. AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO

Consiste en generar energía eléctrica y consumirla al mismo tiempo. Aunque la instalación fotovoltaica esté conectada a la red, no hay inyección hacia ésta. Los inversores fotovoltaicos regulan su potencia con la demandada sin consumir energía de la red. Esta forma tan particular de generar energía está creciendo debido a las leyes actuales de algunos países como España, porque es precisamente esta forma de generar electricidad la que hace posible autorizar instalaciones de generación para cualquier tipo de instalación eléctrica. Esto simplifica y reduce el coste de la gestión de la instalación fotovoltaica a las autoridades.

Bajo la ley española, la instalación fotovoltaica debe cumplir tres requisitos:

- No debe inyectar energía generada en las líneas de distribución eléctrica.
- Debe cumplir con las regulaciones europeas anti-islanding que no permiten a un generador suministrar electricidad a la red si no hay suministro desde la línea de distribución. Con esta medida evitan accidentes en trabajos de mantenimiento de las líneas evitando la circulación de corriente en cualquier dirección.
- Debe cumplir con las normas de seguridad vigentes.

El proceso actual para la legalización con la administración para este tipo de instalaciones es la siguiente:

- Procedimiento normal: por aplicación del Decreto Real 1699/2011, del 18 de noviembre de 2011, sobre la regulación de la conexión de red de producción eléctrica para instalaciones de renovables de pequeña escala. Por tanto, es aplicable el procedimiento requerido para Régimen Especial. Es un proceso laborioso. El gobierno español aprobará nuevas condiciones administrativas y técnicas para la conexión de estas instalaciones. Además, estas instalaciones tendrán que estar registradas cuando la creación del registro de instalaciones de autoconsumo sea aprobado y regulado.
- Procedimiento simplificado: por el momento solo es aplicable en algunas comunidades autónomas (Aragón, Cataluña, Comunidad de Madrid, La Rioja y Navarra). Los ministros de industria de estas comunidades autónomas aceptan el procedimiento de dichas instalaciones bajo la interpretación de Instalaciones de Generación de Bajo Voltaje, ITC 40, incluido en el reglamento español de Regulación Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Así, el procedimiento requerido para una instalación del generador en régimen especial no es aplicable. En el futuro, estos tipos de instalaciones tendrán que ser registradas cuando la creación del registro de instalaciones con autoconsumo sea



aprobada y regulada. Además, tendrán la obligación de satisfacer los requisitos administrativos, que la administración definirá con el tiempo.

## **2. AUTOCONSUMO AISLADO DE LA RED**

Consiste en consumir y almacenar toda la energía que viene del generador fotovoltaico. No es necesario registrar la instalación.

## **3. AUTOCONSUMO DE BALANCE NETO**

Bajo este esquema, el consumo se trata por separado de la producción. Esto significa que el propietario consume la electricidad autogenerada e inyecta la potencia excedente a la red.

Para esta elección, actualmente, en España existen dos opciones:

- Regulación sobre el autoconsumo y la venta por debajo del precio pool (precio de compra/venta de electricidad tras la liquidación de mercado): es la única forma legal de inyectar la producción a la red. El excedente de energía que no se está consumiendo se vende por debajo del precio pool. La obtención del permiso es un proceso laborioso que se puede lograr por aplicación del Real Decreto 1699/2011, del 18 de Noviembre de 2011.
- Balance neto: la ley del sector eléctrico 24/2013, del 26 de Diciembre de 2013, establece que el gobierno aprobará las condiciones administrativas y técnicas para la conexión de instalaciones de autoconsumo a la red, también las condiciones económicas para instalaciones con generación con autoconsumo y el formato para vender la energía que no sea consumida por la propia entidad del sistema. Conforme con la nueva ley 24/2013, si la instalación de generación o consumo está conectada en su totalidad o en parte al sistema eléctrico, los propietarios de ambos estarán sujetos a los derechos y obligaciones previstos en la ley y en su normativa de desarrollo para los productores y consumidores. En consecuencia, todos los consumidores sujetos a cualquier formato de autoconsumo cumplirán los requisitos de la conexión anterior, estarán obligados a pagar los mismos peajes y derechos de acceso a la red del sistema que se aplican a un consumidor que no está sujeto a ningún tipo de autoconsumo, además de los costes para proporcionar sistemas de servicio de apoyo.

Para aclarar la normativa de balance neto, hay que añadir que actualmente en España está en desarrollo y todavía no se ha aplicado como tal.

# **CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN CON HOMER**

## 4.1 SIMULACIÓN

Con el objetivo de estudiar la influencia de cambiar de un sistema de generación diésel a un sistema híbrido diésel-fotovoltaico con Gestor Energético, se va a realizar una simulación de una vivienda concreta a través del programa HOMER.

HOMER es un programa que simula la operación de un sistema llevando a cabo cálculos de balance de energía para cada una de las 8,760 horas de un año. Para cada hora, HOMER compara la demanda eléctrica y térmica, con la energía que el sistema pueda suministrar en esa hora, y calcula los flujos de energía, para y desde cada componente del sistema. Como lo que queremos es comparar un sistema diésel con un sistema híbrido, a la hora de configurar la potencia de los paneles fotovoltaicos pondremos 0 kW para el sistema diésel y distintos valores de potencia para el sistema híbrido. De todas estas combinaciones de sistemas el programa se quedará con dos, una será la de potencia fotovoltaica 0 kW y la otra será la solución más óptima de entre todos los sistemas con potencia fotovoltaica distinta de 0 kW. De esta forma, al final de la simulación se mostrarán los análisis y resultados para los dos sistemas y podremos comparar los resultados y comprobar si resulta económicamente rentable hacer el cambio de un sistema diésel a un sistema híbrido diésel-fotovoltaico.

El esquema que se va a simular en el programa es el representado en la figura 51:

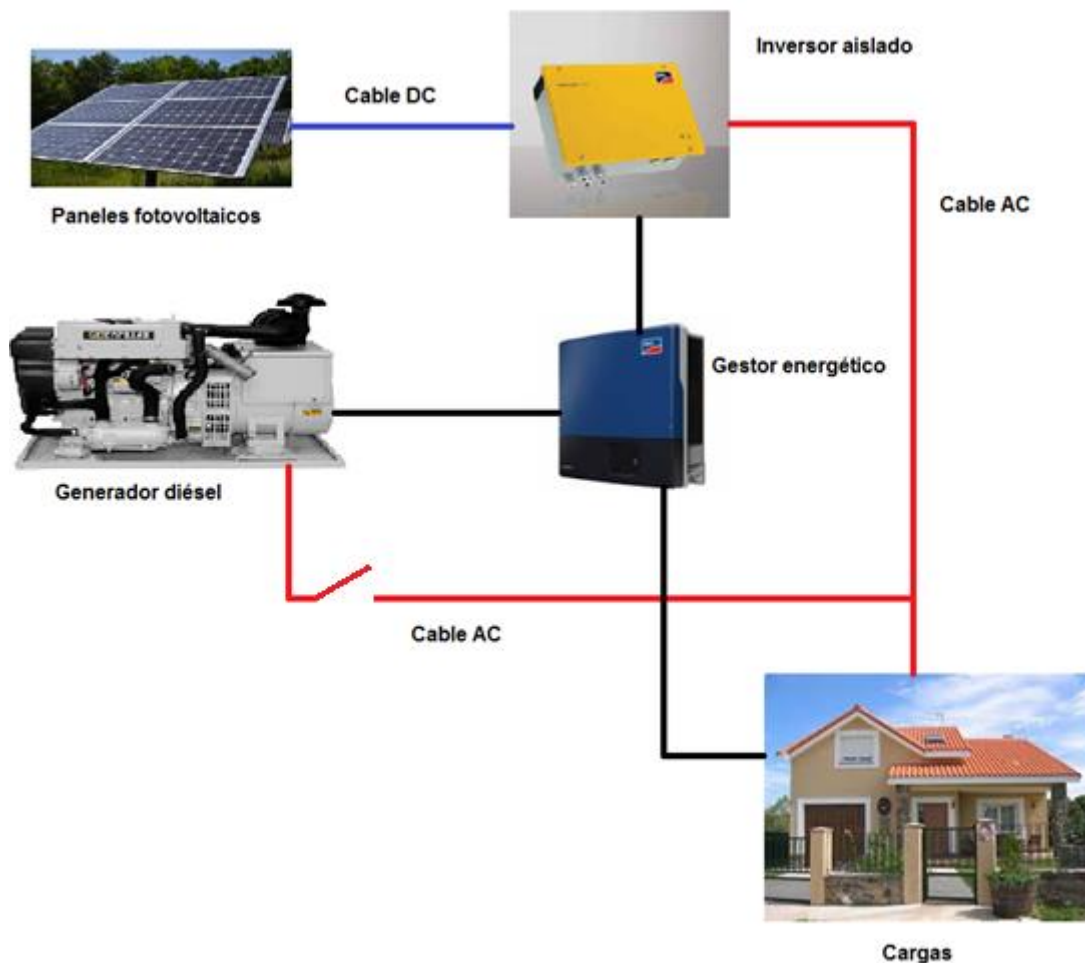


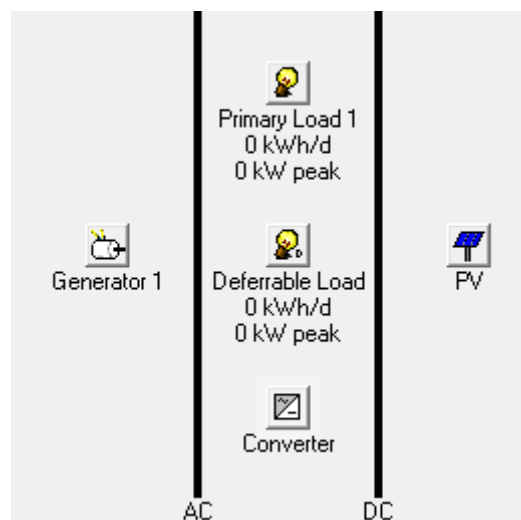
Figura 52 Esquema del sistema híbrido diésel-fotovoltaico a simular

El programa HOMER no tiene la opción de simular un gestor energético como tal, pero permite configurar el resto de componentes para que el conjunto del sistema trabaje como si hubiera un gestor energético.

Por tanto, los componentes que van a formar parte de esta simulación son los siguientes:

- Generador diésel de 5 kW.
- Carga primaria de 5 kW pico.
- Carga secundaria de 2 kW pico, representando a aquellas instalaciones que no necesariamente deben funcionar a una hora determinada como aires acondicionados, lavadora, lavavajillas...
- Instalación fotovoltaica: se introducirá diferentes valores de potencia para que el programa busque la mejor solución.
- Convertidor: al igual que con la instalación fotovoltaica, se darán distintos valores para que el programa seleccione el óptimo.

El primer paso es realizar el esquema del circuito, para ello se van añadiendo los componentes del sistema ya mencionados y el programa se encarga de colocarlos en el esquema.



*Figura 53 Esquema del sistema híbrido en Homer*

Como se puede ver en la figura 53, no aparece ningún Gestor Energético en el esquema, sino que el programa funcionará como si lo tuviera gracias a las configuraciones que nos permite hacer en cada equipo. Una vez obtenido el esquema, se procede a introducir los parámetros de cada componente que definirán el funcionamiento óptimo del sistema.

Comenzamos introduciendo los datos de las cargas que definirán el reparto de potencia del sistema:

### Carga primaria:

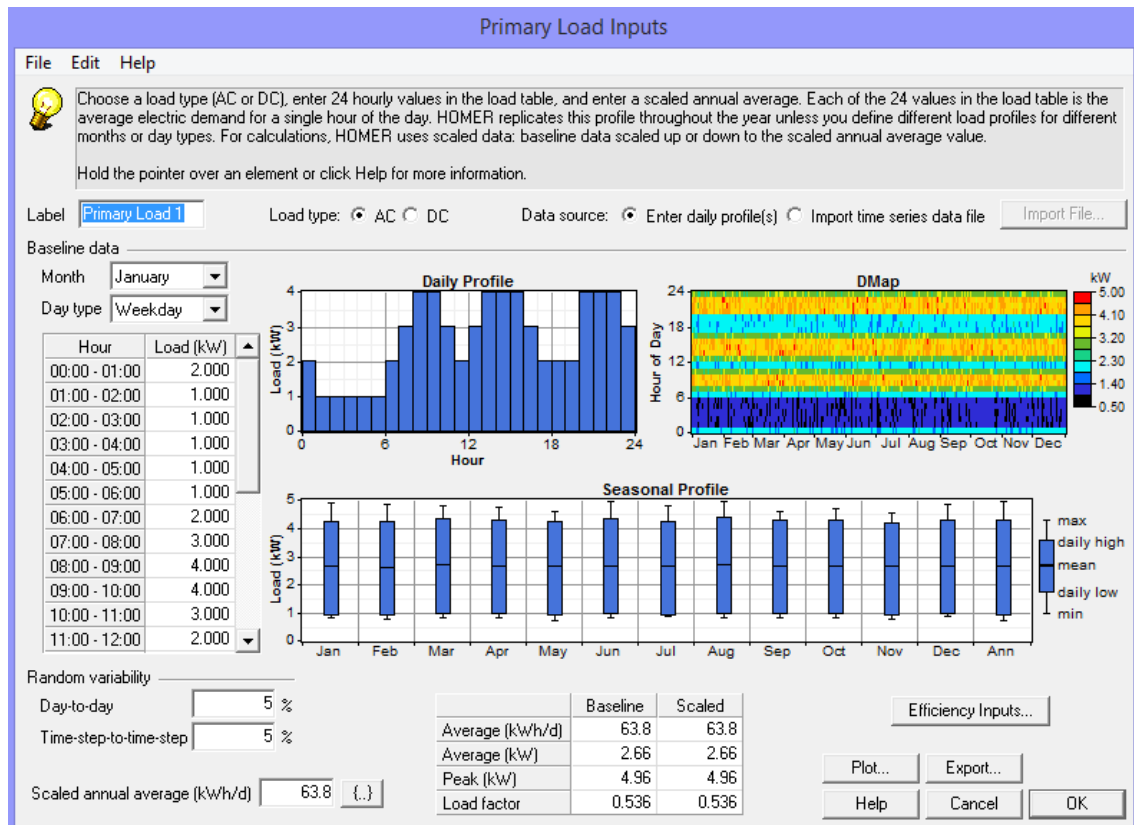



Figura 54 Cargas primarias

En la figura 54, vemos el cuadro donde se definen los parámetros para las cargas primarias, que serán de corriente alterna. Se introduce para cada hora del día una potencia determinada, para simplificar se toma que la curva de carga es la misma para todos los días del año. Una vez definida la curva de carga, el programa calcula la potencia pico del sistema, en este caso es de 4,96 kW. Además, el programa permite introducir una variabilidad de un 5 % en las cargas de un día para otro.

**Carga secundaria:**

**Deferrable Load Inputs**

File Edit Help

 Deferrable load is electric demand that must be served within some time period, but the exact timing is not important. Water pumping, battery charging, and ice making can be modeled as deferrable loads.

Enter 12 monthly values of average deferrable load, the storage capacity, and peak load. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

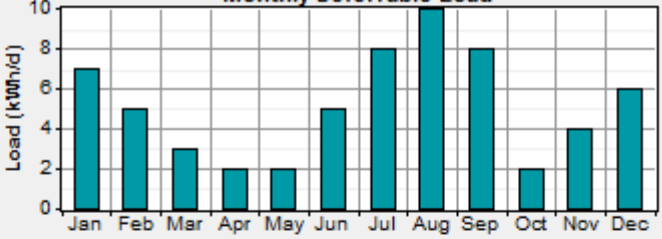
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label:  Load type: ☒ AC ☐ DC

Baseline data

Month	Average Load (kWh/d)
January	7.000
February	5.000
March	3.000
April	2.000
May	2.000
June	5.000
July	8.000
August	10.000
September	8.000
October	2.000
November	4.000
December	6.000
Annual average:	5.17

**Monthly Deferrable Load**



Scaled data for simulation

Scaled annual average (kWh/d)  {..}

Other inputs

Storage capacity (kWh)  {..}

Peak load (kW)  {..}

Minimum load ratio (%)  {..}

Help Cancel OK

Figura 55 Cargas secundarias

En la figura 55 se puede ver el modo en el que HOMER representa las cargas secundarias. Al contrario que con las cargas primarias donde se introducía la potencia para cada hora del día, en las cargas secundarias se define la energía en kWh/d para cada mes del año. Los meses de verano y de invierno serán los de mayor demanda debido a las condiciones climáticas que obligan el uso de sistemas de calefacción o refrigeración.

Además de todo esto, el programa permite introducir la potencia pico de las cargas secundarias. Al permitirnos distinguir entre cargas primarias y secundarias, lo que hace el programa es realizar una de las tareas del Gestor Energético, ya que el objetivo es satisfacer la demanda de las cargas secundarias cuando el generador diésel no esté funcionando al 100% o cuando la energía producida por la instalación fotovoltaica sea elevada, con el fin de ahorrar gastos de combustible y aprovechar al máximo la energía renovable.

**Generador diésel:**

**Generator Inputs**

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
1.000	800	600	0.005

{ } { } { }

**Sizes to consider**

Size (kW)
5.000

**Properties**

Description: Generator 1 Type: ☒ AC ☐ DC

Abbreviation: Gen

Lifetime (operating hours): 20000 { }

Minimum load ratio (%): 30 { }

**Cost Curve**

Help Cancel OK

Figura 56 Generador diésel

En la figura 56 se pueden ver las entradas y datos que definirán al generador. En la tabla de costes podemos definir el coste que tiene un generador de 1 kW, cuánto cuesta reponerlo y el coste de mantenimiento por hora.

A continuación, el programa permite introducir la potencia que tendrá el generador, se pueden introducir varios tamaños ya que el programa te calculará la mejor solución, pero en este caso, en el que queremos reducir la generación diésel, pondremos la potencia pico requerida por las cargas primarias, 5 kW, con el fin de asegurar el suministro.


En el apartado de propiedades se introducirá la vida útil del generador, 20000 horas, y el porcentaje mínimo de funcionamiento del generador que como hemos visto en anteriores apartados no debe bajar del 30 % para garantizar un funcionamiento óptimo del mismo. Esta configuración es otra de las tareas que realiza el Gestor Energético, mantener al generador diésel por encima de su nivel de carga óptimo.



**Instalación fotovoltaica:**

**PV Inputs**

File Edit Help

 Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

---

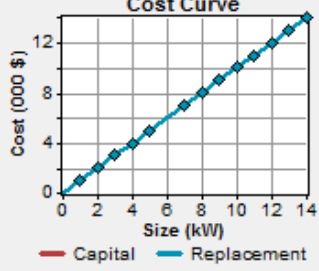
**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	1000	1000	0
{.}	{.}	{.}	{.}

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
1.000
2.000
3.000
4.000
5.000
7.000

**Cost Curve**



**Properties**

Output current ☐ AC ☒ DC

Lifetime (years)  {.}

Derating factor (%)  {.}

Slope (degrees)  {.}

Azimuth (degrees W of S)  {.}

Ground reflectance (%)  {.}

**Advanced**

Tracking system

☐ Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  {.}

Nominal operating cell temp. (°C)  {.}

Efficiency at std. test conditions (%)  {.}

Help Cancel OK

Figura 57 Módulos fotovoltaicos

En la figura 57 vemos la pantalla donde se introducen los datos que determinarán el coste de la instalación fotovoltaica. Como ya se hizo con el generador diésel, en la pantalla de costes se indica el coste de 1000 kW, en este caso de 1000 \$, también se le da valor al reemplazo de la instalación y por último los costes de mantenimiento, que como ya hemos visto anteriormente son casi nulos. Como no sabemos qué tamaño de la instalación es el más óptimo, el programa estudiará distintos tamaños y elegirá el mejor. En este caso HOMER analizará desde 0 kW de fotovoltaica a 14 kW.

En el apartado de propiedades se puede ajustar el tiempo de vida útil, el de los paneles solares suele ser 25 años. También se ajusta la reflectancia del terreno, 20%. La salida de corriente marca DC, esto quiere decir que necesitaremos un convertidor para conseguir transformar la corriente continua de los paneles fotovoltaicos a corriente alterna que pueda ser consumida por las cargas.

**Convertidor:**

**Converter Inputs**

File Edit Help

☒ A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	100	100	0

{.} {.} {.}

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
1.000
2.000
3.000
4.000
5.000
6.000

**Cost Curve**

**Inverter inputs**

Lifetime (years)  {.}

Efficiency (%)  {.}

☒ Inverter can operate simultaneously with an AC generator

**Rectifier inputs**

Capacity relative to inverter (%)  {.}

Efficiency (%)  {.}

Help Cancel OK

Figura 58 Convertidor

Al igual que se ha hecho con los demás componentes de la instalación, se introducen los parámetros que representarán la curva de coste del convertidor para distintos niveles de potencia. Gracias a estos datos el programa calculará la solución más económica teniendo en cuenta gastos de operación, inversión inicial y tamaño de los equipos.

El programa pone por defecto un convertidor bidireccional, capaz de transformar corriente continua en alterna y viceversa. Lo que se requiere en este sistema, al no disponer de baterías, es un convertidor que únicamente transforme corriente continua a alterna, para conseguir esto en el apartado *Rectifier inputs*, hay una opción llamada *Capacity relative to inverter*, si está al 100% el convertidor será bidireccional y si está a 0 pierde la capacidad de pasar corriente alterna a corriente continua. Como lo que queremos es esto último se deja esta opción a 0.

Una vez definidos todos los parámetros de los diferentes equipos que conforman el sistema, hay que definir los recursos, tanto el recurso solar como el del combustible, que indican el funcionamiento y la capacidad que tendrán tanto la instalación fotovoltaica como el generador diésel de generar energía.

#### Recurso solar:

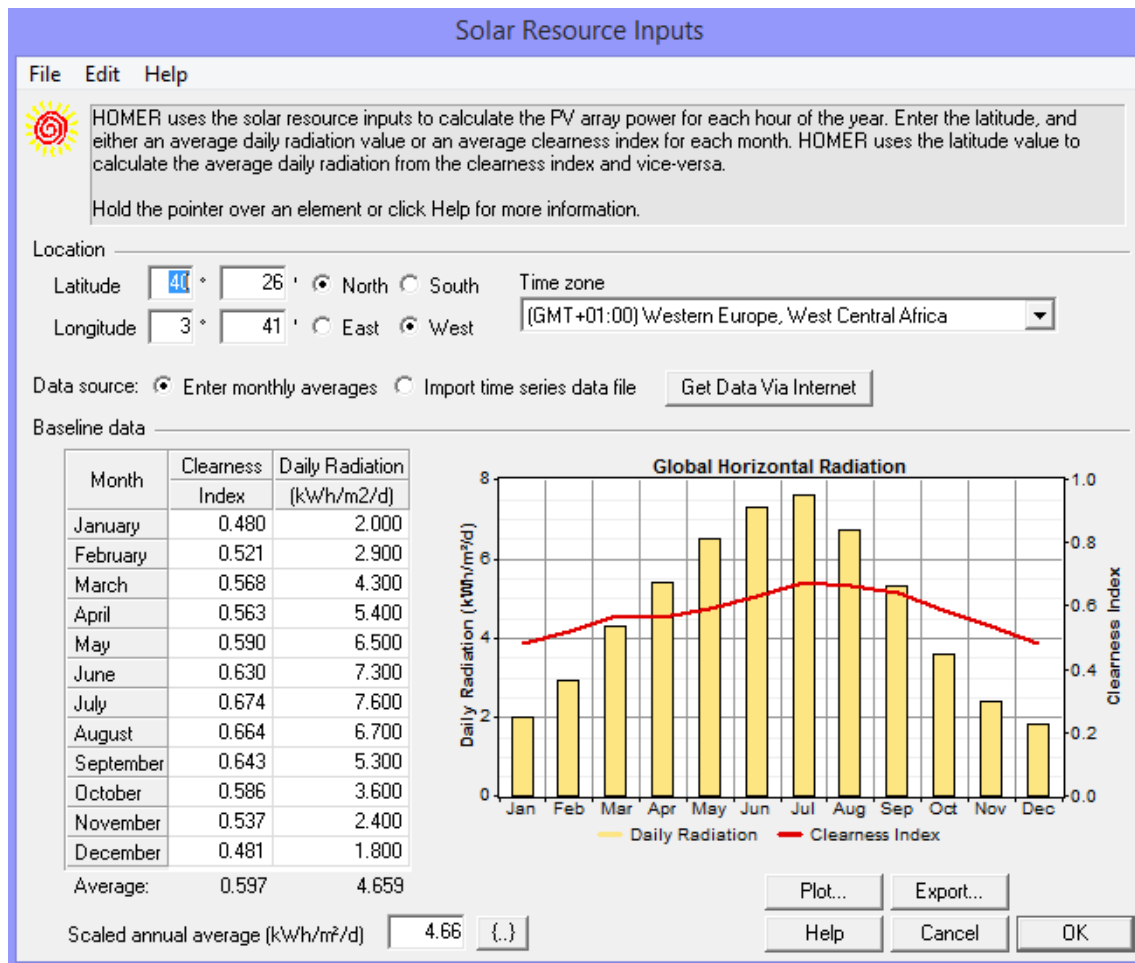


Figura 59 Recurso solar

Como se aprecia en la figura 59, HOMER permite definir el recurso solar a través de la radiación diaria media de cada mes. También necesita las coordenadas del lugar donde se va a realizar la instalación para conocer la orientación de los paneles y sacarle así el mayor partido a los módulos fotovoltaicos.

La instalación se va a simular en Madrid así que se introducen las coordenadas y la zona horaria. Los datos de radiación media diaria se han sacado del Instituto Nacional de Meteorología.

**Recurso del combustible:**
*Figura 60 Recurso combustible*

Los dos parámetros más importantes que el programa utilizará para realizar los cálculos son el poder calorífico y el precio del combustible. El primero viene dado por el programa en función del tipo de combustible que se utilice en el sistema, en este caso diésel. El segundo es un valor que da el usuario, y como el precio del combustible cambia de un año para otro, se le van a dar distintos valores de sensibilidad para que en función del precio, el programa determine que configuración de todo el sistema es la más óptima.

Variable:	Diesel Price																				
Units:	\$/L																				
Link with:	<none>																				
Values:	<table border="1"> <tr><td>1</td><td>1,700</td></tr> <tr><td>2</td><td>1,500</td></tr> <tr><td>3</td><td>1,300</td></tr> <tr><td>4</td><td>1,000</td></tr> <tr><td>5</td><td>0,800</td></tr> <tr><td>6</td><td>2,000</td></tr> <tr><td>7</td><td>2,300</td></tr> <tr><td>8</td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td></td></tr> </table>	1	1,700	2	1,500	3	1,300	4	1,000	5	0,800	6	2,000	7	2,300	8		9		10	
1	1,700																				
2	1,500																				
3	1,300																				
4	1,000																				
5	0,800																				
6	2,000																				
7	2,300																				
8																					
9																					
10																					

*Figura 61 Valores de sensibilidad*

HOMER, para realizar los cálculos, permite introducir una serie de entradas que definen factores externos al sistema pero que son importantes a la hora de estudiarlo como pueden ser factores económicos o emisiones contaminantes.

Para definir los primeros nos aparece la siguiente tabla:

Figura 62 Parámetros económicos

En ella, se introduce el tipo de interés, el tiempo para el cual queremos que el programa estudie la viabilidad del proyecto, el coste fijo del sistema o del mantenimiento.

Respecto a los parámetros de emisiones, se pueden introducir diversos costes para distintos gases contaminantes producidos por tonelada, el más importante en este caso es el que corresponde al coste de cada tonelada de CO<sub>2</sub> producida.

Figura 63 Emisiones

Una vez hemos definido todos los parámetros del sistema, es hora de realizar los cálculos para conocer la combinación óptima.

### Cálculos:

A lo largo de la configuración del sistema se han ido dando distintos valores de potencia a los equipos que lo forman con el fin de que el programa busque la mejor solución. Al realizar los cálculos, HOMER calcula todas las posibles combinaciones, en este caso hay 210 combinaciones. El objetivo de la simulación es comparar un sistema diésel con un sistema híbrido diésel+fotovoltaico, por eso, le damos a la opción “categorized”, en la que el programa muestra la mejor opción de cada sistema.

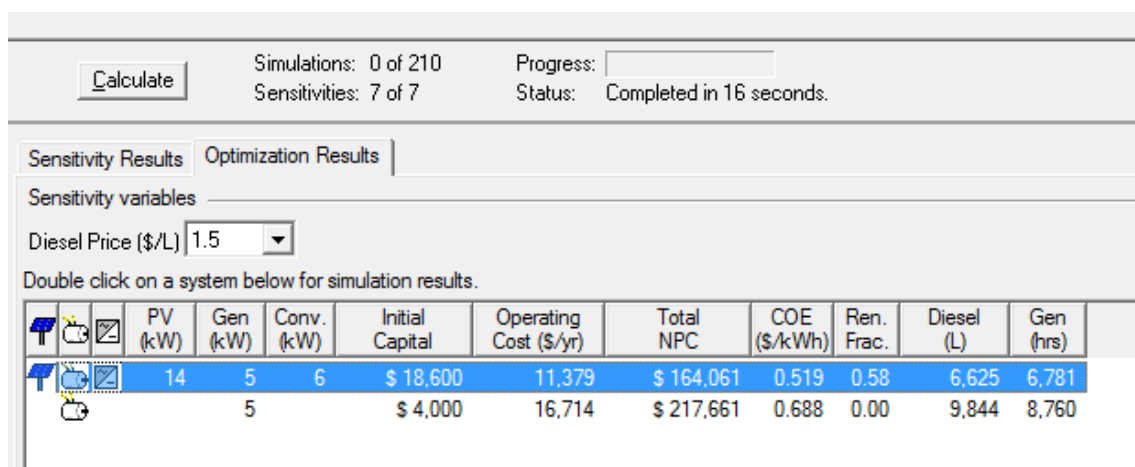


Figura 64 Cálculo categorizado

Como se puede ver en la figura 64, el programa muestra una comparación entre un sistema diésel y un sistema híbrido. Además, como hay un valor sensitivo como el precio del diésel, podremos cambiarlo para conocer su influencia en el sistema, por ahora, se comentaran los resultados con el ejemplo de la imagen, con un precio de 1,5 \$/L.

Lógicamente, el capital inicial de un sistema híbrido es superior al de un sistema diésel ya que utiliza dos tipos diferentes de generación con sus respectivos equipos y esto hace que su inversión inicial sea mayor. Este es el único aspecto negativo que tienen los sistemas híbridos, pero como veremos a continuación, la inversión se puede recuperar.

En cuanto al coste de operación, es menor en un sistema híbrido debido a que el generador funciona menos tiempo y esto hace que su vida útil se prolongue mientras que los paneles fotovoltaicos, con una vida útil de 25 años, no necesitan mantenimiento ni recambios.

La pestaña “Total NPC”, muestra el coste neto presente del sistema, es bastante menor en el sistema híbrido con el que ahorramos 53600 \$ en 25 años. Si dividimos entre 25 obtenemos el ahorro de un año que es de 2144 \$, lo cual es una diferencia notable ya que la inversión inicial se recupera en 8-9 años.

El coste de generación de energía también es menor en un sistema híbrido como es lógico, ya que parte de la energía se produce con la instalación fotovoltaica cuyo único coste es la inversión inicial. La diferencia de precio entre los dos sistemas es de 0,169 \$/kWh.

La siguiente pestaña es la de fracción de energía renovable, en el caso del sistema diésel es 0 mientras que en el sistema híbrido el porcentaje de energía generada a través de la planta fotovoltaica es del 58%.

Los dos últimos parámetros están relacionados entre sí porque cuantas más horas funcione el generador diésel, más litros de combustible consumirá el sistema. Por eso, estos dos parámetros son bastante menores en el sistema híbrido, donde el generador está parado 1979 horas al año y esto permite ahorrar 3219 litros de diésel, que si lo multiplicamos por un precio de 1,5 \$/L obtenemos un ahorro de 4828,5 \$ cada año.

Al poner el precio del diésel como un valor sensible, HOMER realiza el cálculo para todos los valores que se introdujeron y se puede ver su influencia cambiando el precio del diésel en la pestaña o a través de esta gráfica representada en la figura 64.

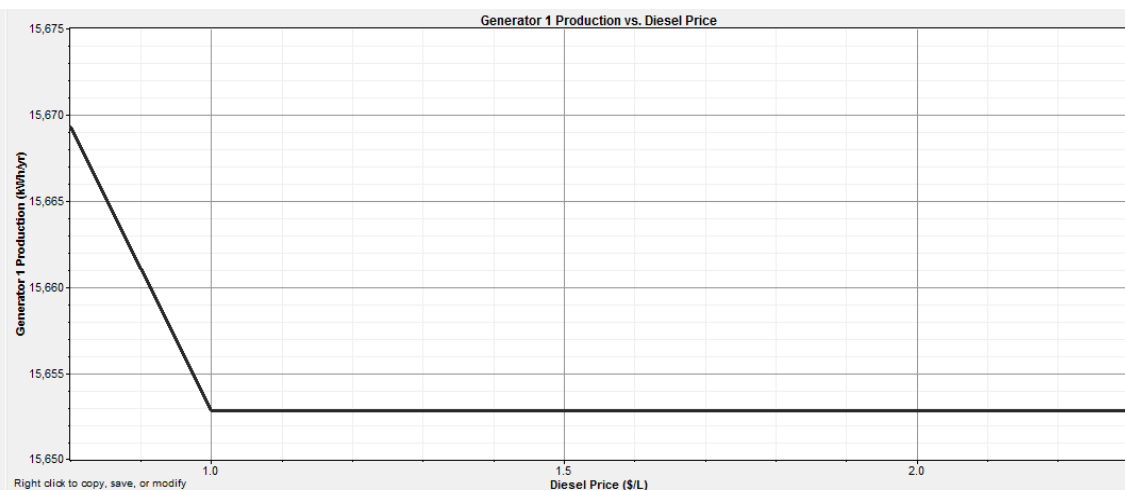


Figura 65 Producción diesel-coste diesel

En ella, vemos una representación de la producción del generador (kWh/año) en función del precio del diésel (\$/L). También se puede comparar otros tipos de parámetros pero siempre en función del precio del diésel ya que es nuestro valor sensible. En esta gráfica se puede apreciar como es más beneficioso que el generador produzca más potencia cuando el precio del diésel es más barato. A partir de cierto valor del precio del diésel, en este caso 1\$/L, la producción del generador se mantiene estable, esto es porque la inyección fotovoltaica ha llegado al máximo y no puede producir más energía, por lo que el generador diésel debe producir el resto sea cual sea el precio del diésel.

Se ha visto de manera general las diferencias más significativas entre los dos tipos de sistemas para generar energía. Ahora, se analizará con más detalle esta comparación explicando de donde salen las soluciones anteriormente comentadas. HOMER nos permite realizar el análisis en profundidad del sistema que queramos estudiar.

### Sumario del coste:

- Sistema diésel:

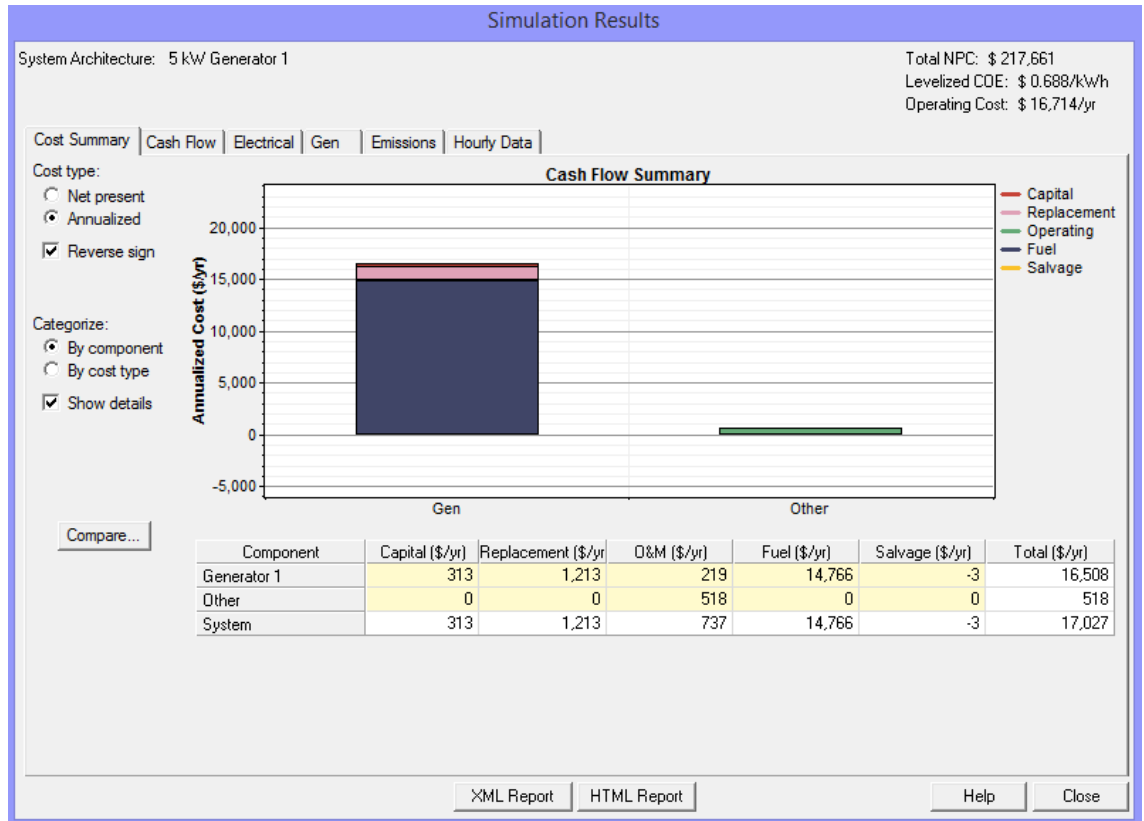


Figura 66 Sumario sistema diésel

La figura 66 muestra un resumen de los diferentes costes del sistema diésel en un año. En la gráfica destaca que la mayor parte del coste del sistema la compone el coste del combustible. Si analizamos de donde viene cada coste obtenemos lo siguiente:

$$n^{\circ} \text{recambios} = \frac{8760 \text{ h} \cdot 25 \text{ años}}{20000 \text{ h}} = 10,95 \quad (5)$$

$$C_{\text{recambio}} = n^{\circ} \text{recambios} \cdot \frac{C_{\text{recambio}}}{25 \text{ años}} = 10 \cdot \frac{3000}{25} = 1200 \$ \quad (6)$$

$$C_{\text{mantenimiento}} = C_{O\&M} \cdot n^{\circ} \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} = 0,005 \cdot 5 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} = 219 \$ \quad (7)$$

$$C_{\text{fuel}} = \text{Litros} \cdot C_{\text{diesel}} = 9844 \text{ l} \cdot 1,5 \frac{\$}{\text{l}} = 14766 \$ \quad (8)$$

Otros: emisiones

$$C_{\text{emisiones}} = Tn_{CO_2} \cdot \frac{20\$}{\text{tn}} = 25,923 \cdot 20 = 518\$ \quad (9)$$



Sumando todos los costes se obtiene el coste total del sistema diésel. El coste por año es de 17027 \$ y si tenemos en cuenta la tasa de interés el coste de la instalación para 25 años es de 217662 \$.

- Sistema híbrido:

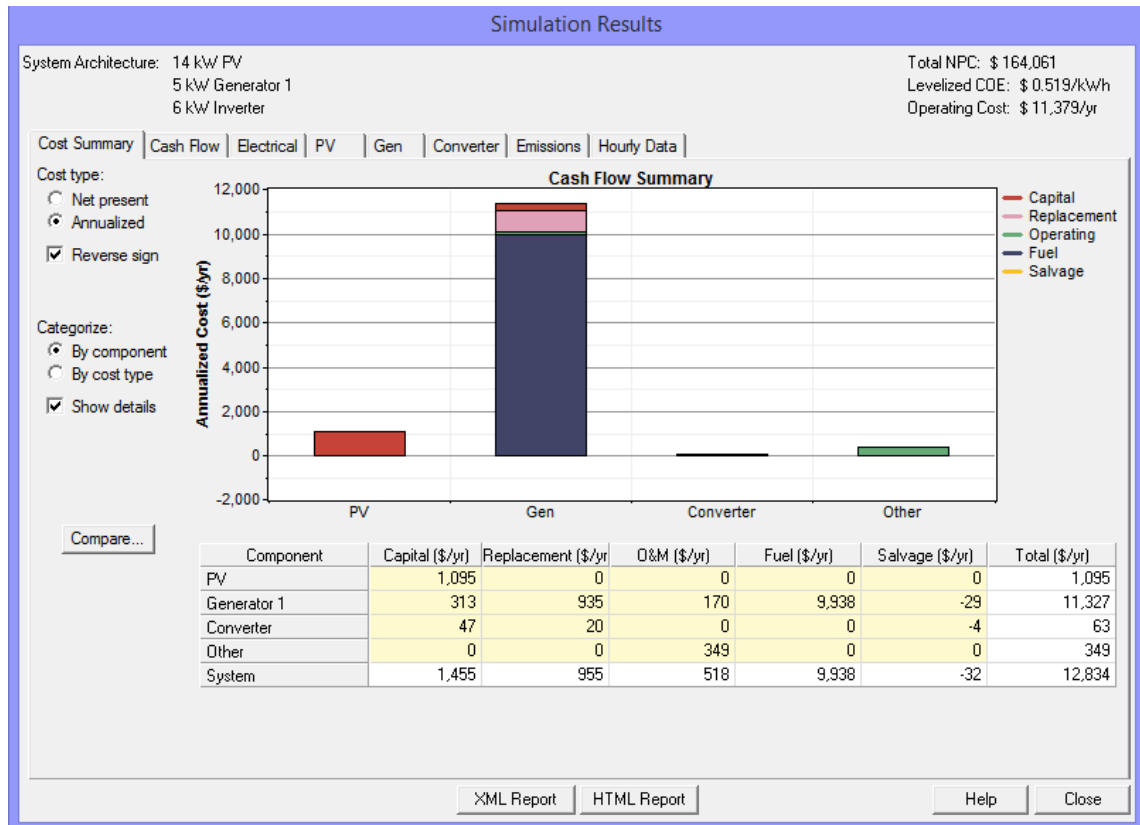


Figura 67 Sumario sistema híbrido

Observando la figura 67 se puede ver que se ha reducido el coste del generador con respecto a un sistema diésel, aunque sigue siendo el equipo más costoso para el sistema. HOMER calcula las horas de operación al año que tiene el generador en función del aporte de energía por parte de la instalación fotovoltaica, en este caso trabaja durante 6781 horas. Los cálculos de los distintos costes para este sistema son:

$$n^{\circ} \text{recambios} = \frac{6781 \text{ h} \cdot 25 \text{ años}}{20000 \text{ h}} = 8,47 = 8 \text{ recambios} \quad (10)$$

$$C_{\text{recambio}} = n^{\circ} \text{recambios} \cdot \frac{C_{\text{recambio}}}{25 \text{ años}} = 8 \cdot \frac{3000}{25} = 960 \$ \quad (11)$$

$$C_{\text{mantenimiento}} = C_{O\&M} \cdot n^{\circ} \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} = 0,005 \cdot 5 \text{ kW} \cdot 6781 \text{ h} = 169,525 \$ \quad (12)$$

$$C_{\text{fuel}} = \text{Litros} \cdot C_{\text{diesel}} = 6625 \text{ l} \cdot 1,5 \frac{\$}{\text{l}} = 9937,5 \$ \quad (13)$$

Se ha reducido el coste de combustible en un 32,7%.

Coste convertidor:

$$C_{recambio} = n^{\circ}recambios \cdot \frac{C_{recambio}}{25\text{años}} = 1 \cdot \frac{600}{25} = 24 \$ \quad (14)$$

Otros costes:

$$C_{emisiones} = Tn_{CO2} \cdot \frac{20\$}{tn} = 17,447 \cdot 20 = 348,94 \$ \quad (15)$$

Ahora el coste total del sistema en un año es de 12834 \$, un 25 % menos que en el caso con un único generador diésel. A lo largo de los 25 años se tiene un coste total del sistema de 164061 \$, también un 25% menos. Con esto podemos afirmar que aunque la inversión inicial es superior en el caso de un sistema híbrido, resulta rentable a largo plazo ya que gastas menos en costes de mantenimiento, materiales, y sobre todo, ahorras combustible que es el coste principal de los dos sistemas.

Si hacemos una comparación de los flujos de caja para los dos sistemas obtenemos lo siguiente:

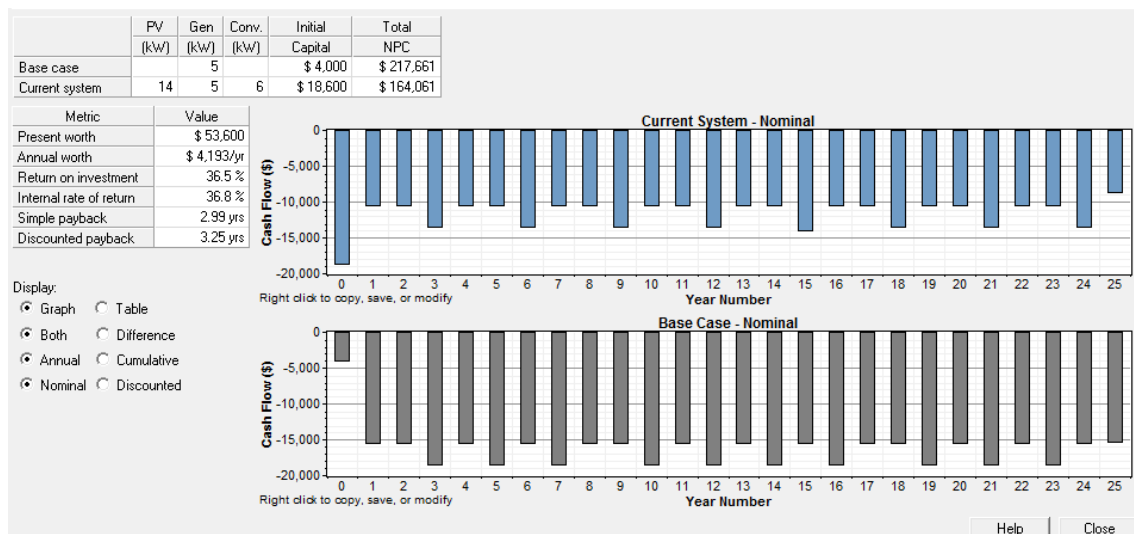


Figura 68 Comparación flujo de caja 1

En la figura 68, el caso base se refiere al sistema diésel y el sistema actual (current system) se refiere al sistema híbrido. La inversión inicial es bastante más elevada en el caso del sistema híbrido pero a lo largo de los 25 años el flujo de caja es menor que en el sistema diésel. Como se ve en las tablas, tenemos un payback de 3 años, lo que quiere decir que se recupera la inversión al cabo de 3 años y durante el resto estamos ahorrando costes.

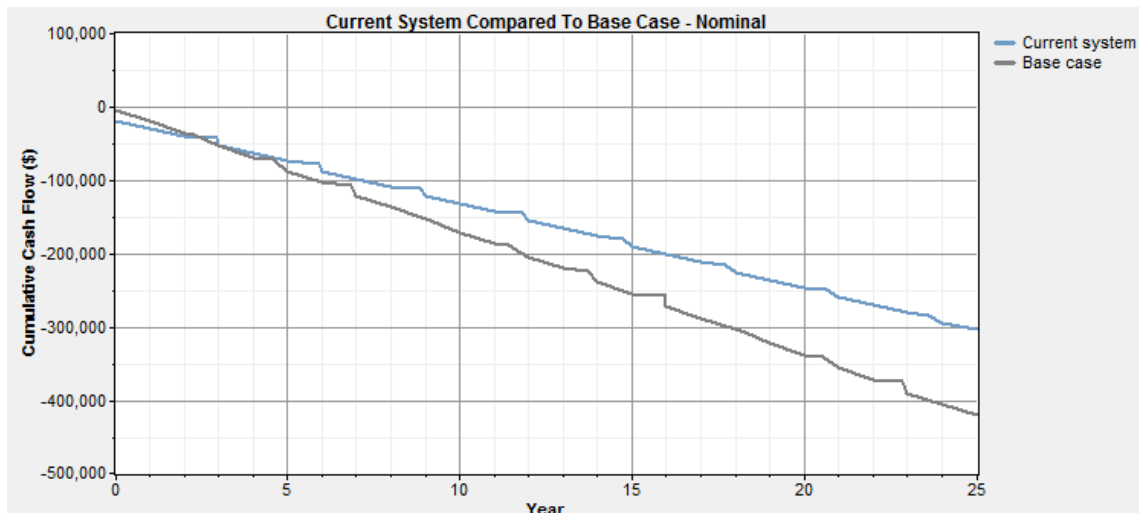


Figura 69 Comparación flujo de caja 2

En la figura 69 tenemos otra forma de verlo, las curvas que representan los flujos de cajas de los dos sistemas se cortan más o menos a los 3 años, y a partir de ese momento la curva del flujo de caja del sistema híbrido (current system) se mantiene por encima porque tiene unos costes menores que las del sistema diésel.

#### Flujos de caja:

- Sistema diésel:

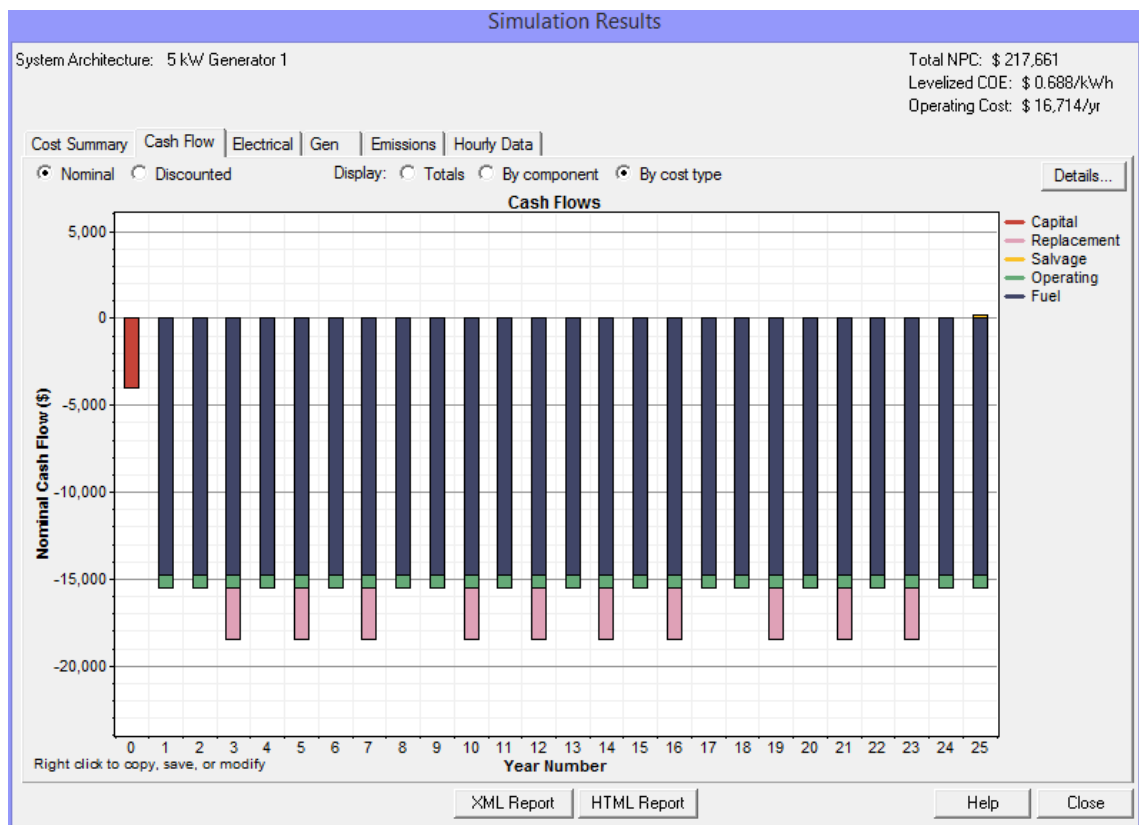


Figura 70 Flujo caja diésel

La figura 70 representa los flujos de caja para 25 años. En él destaca que la mayor parte de los costes viene del combustible y una pequeña parte la componen gastos de mantenimiento, gastos de reemplazamiento de equipos y el primer año la inversión inicial, que es bastante reducida. La principal desventaja de los sistemas diésel es esta, que los costes por la utilización del combustible son elevados, alcanzando en este caso casi 15000 \$ al año.

Ahora compararemos este caso con el de un sistema híbrido y veremos cómo influye esto en los flujos de caja.

- Sistema híbrido:

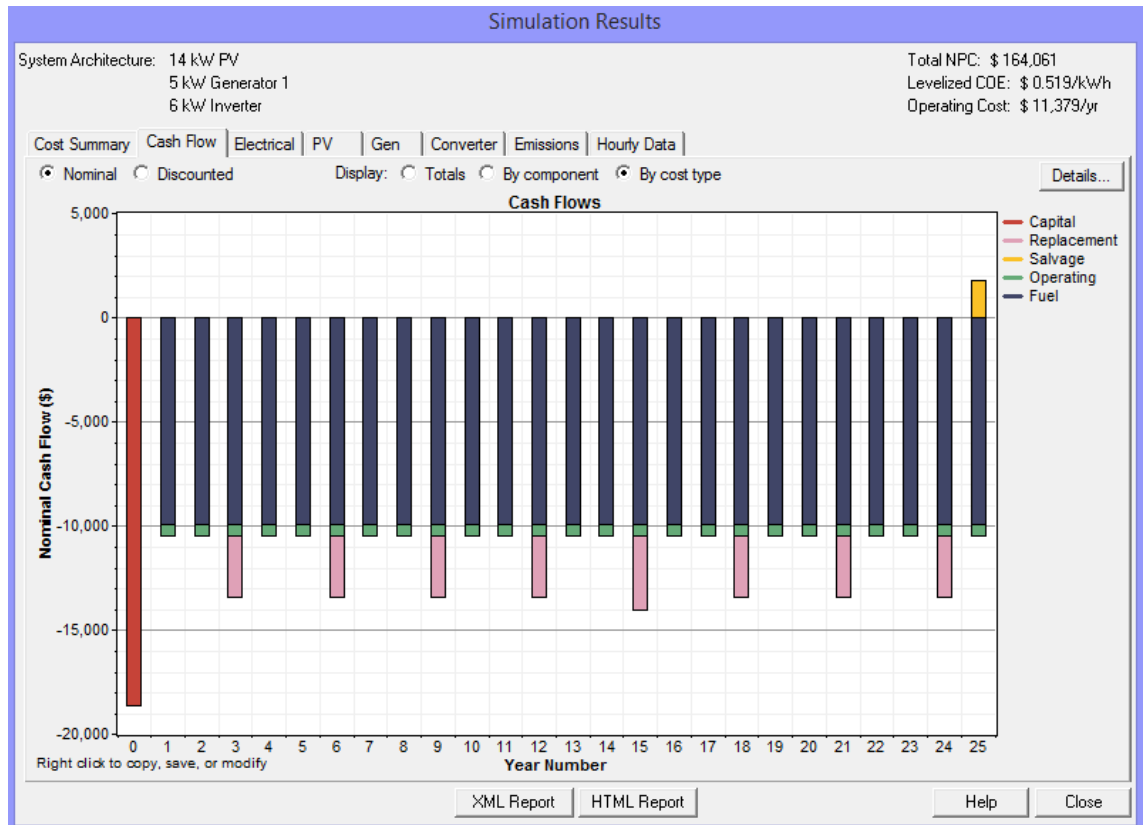


Figura 71 Flujo caja híbrido

Las diferencias son considerables respecto al sistema diésel. Por un lado, la inversión inicial es bastante más elevada debido a que se utilizan dos tipos distintos de generación con los equipos que ello conlleva. Por otro lado, los flujos de caja anuales se han reducido en un 30%, lo que permite recuperar la inversión inicial como ya hemos visto anteriormente. Además, al utilizar energía solar fotovoltaica que apenas necesita mantenimiento, reducimos las horas de trabajo del generador diésel y esto permite que el número de recambios a lo largo de los 25 años se reduzca de 10 a 8, por lo que el gasto en reemplazamiento de equipos también se ve reducido.

**Electricidad:**

- Sistema diésel:

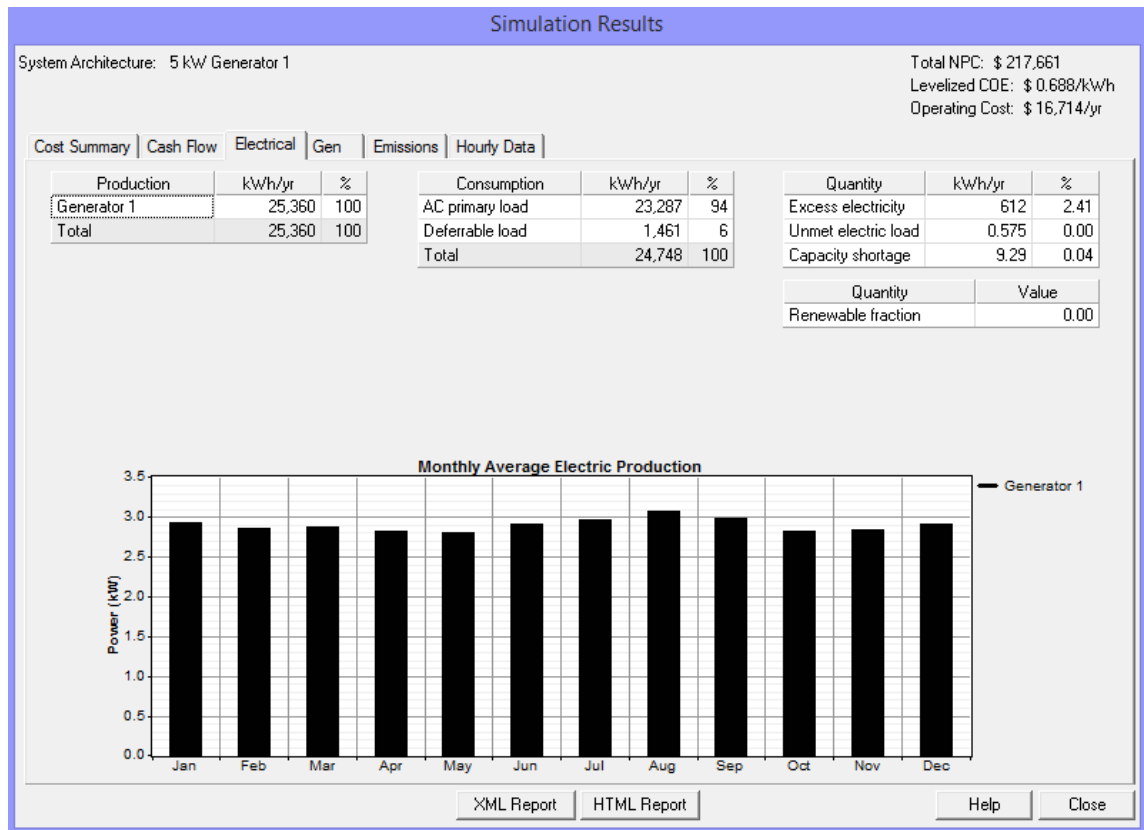


Figura 72 Electricidad diésel

En este cuadro se representa el reparto de electricidad en el sistema. La gráfica muestra que el 100% de la energía es generada por el grupo electrógeno. En las tablas superiores se muestra la producción y el consumo por año. En este caso, la producción total ha sido de 25360 kWh y el consumo de 24748 kWh, teniendo un exceso de energía del 2,41%. Las cargas primarias forman el 94% de la energía consumida mientras que las cargas secundarias son el 6% restante.

- Sistema híbrido:

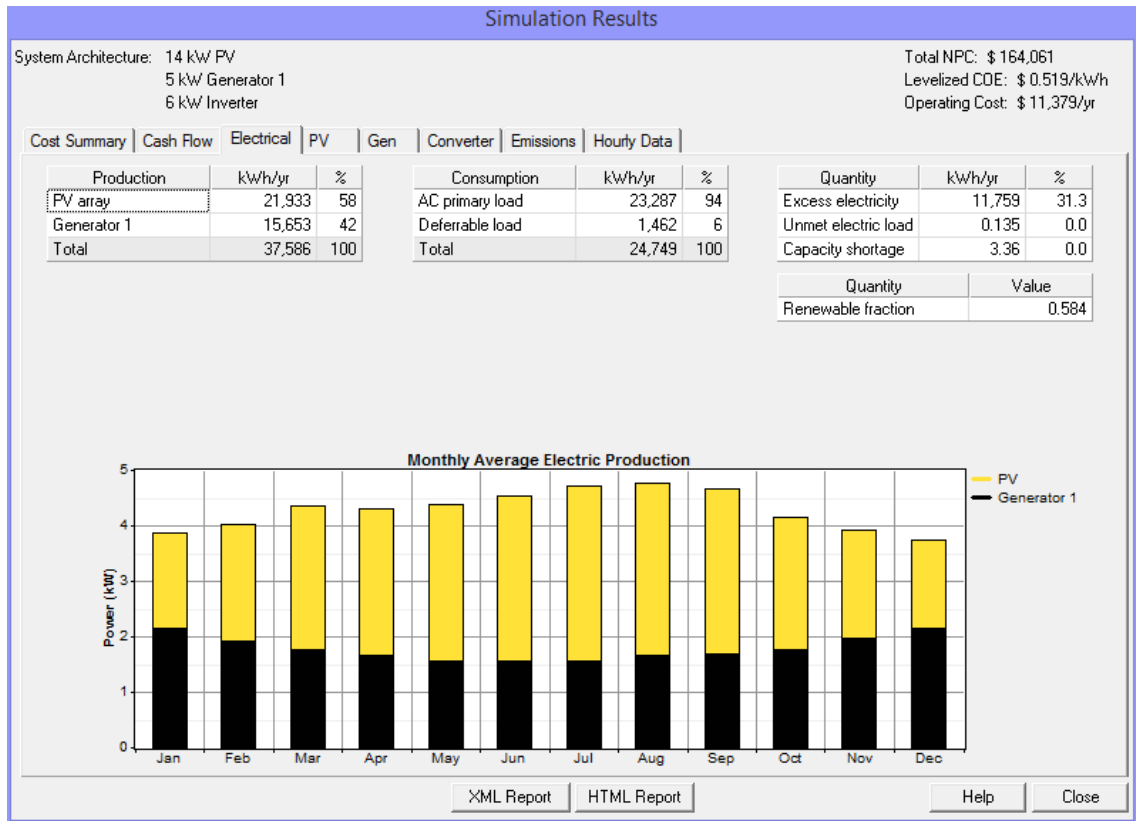


Figura 73 Electricidad híbrido

En el sistema híbrido, en cambio, el reparto de energía eléctrica generada es de un 58% para los paneles fotovoltaicos y de un 42% para el grupo electrógeno. Sumando la energía total que los dos sistemas producen a lo largo de un año se obtiene 37586 kWh, mientras que el consumo total es de 24749 kWh, lo que hace que haya un exceso de energía del 31,3%. La causa de un exceso de energía tan elevado es que la mayor parte de este exceso de energía viene de los paneles fotovoltaicos. El grupo electrógeno no debe funcionar por debajo de un cierto nivel de carga, en este caso 30% (1,5 kW), y funciona como generador base, es decir, genera al menos el nivel mínimo y luego se añade energía fotovoltaica para alimentar el resto del consumo. Por eso, en la gráfica se ve que la producción del grupo electrógeno nunca baja de este nivel. Sin embargo, la potencia fotovoltaica no tiene límite de producción, y a parte de producir lo necesario para suministrar la energía necesaria a las cargas, sigue produciendo más energía. Las soluciones que se pueden tomar para aprovechar este exceso de energía son:

- Instalar un banco de baterías que almacenen el exceso de energía durante el día y se utilice por la noche para alimentar a las cargas.
- Tener el sistema conectado a la red y verter el exceso de energía, en algunos países, esto se compensa con una remuneración económica.

**Generadores:**

- Sistema diésel:

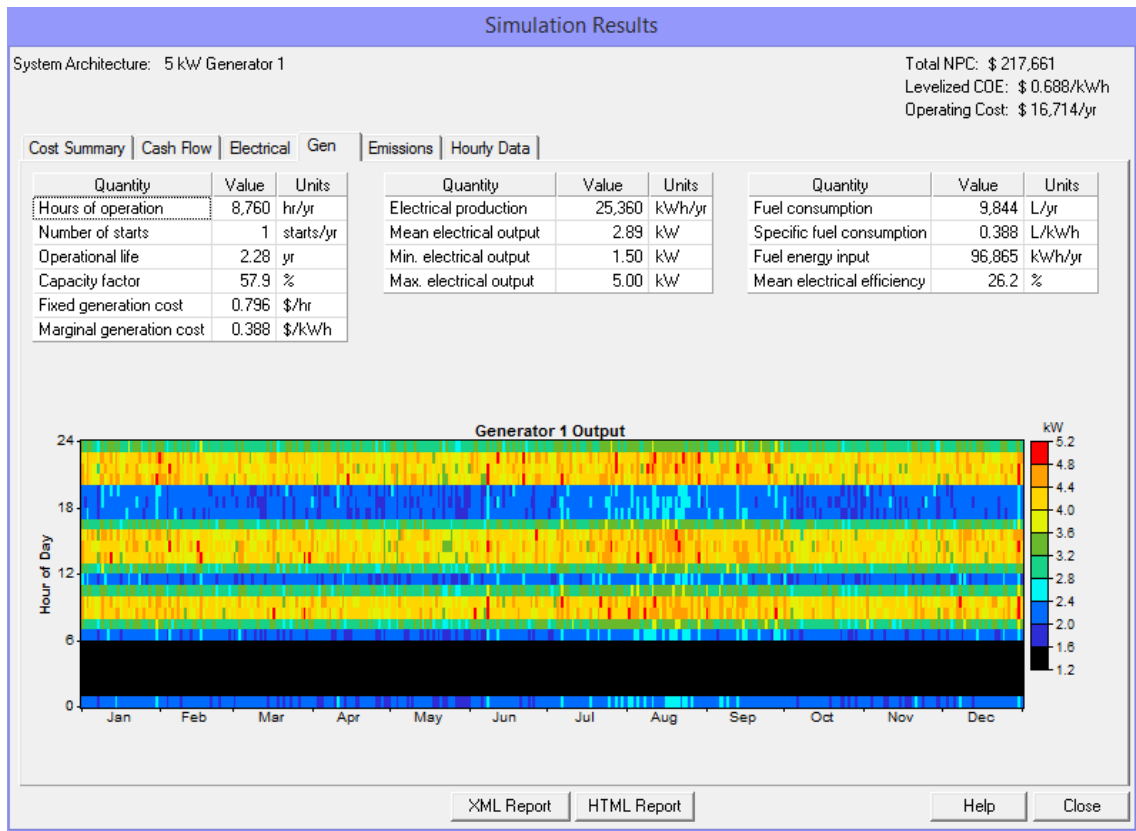


Figura 74 Grupo electrógeno sistema diésel

En la figura 74, se recogen los datos del grupo electrógeno para el sistema diésel. Como es lógico, el generador funciona durante todo el año, 8760 horas. Trabajando a ese ritmo la vida útil del generador es de 2,28 años. La producción media es de 2,89 kW, trabajando a un mínimo de 1,5 kW y a un máximo de 5kW. Consume 9844 litros por año, con un consumo específico de 0,388 L/kWh. La energía del combustible al año es de 96865 kWh, si dividimos la energía eléctrica generada entre la energía térmica del combustible obtenemos el rendimiento del sistema:

$$\eta = \frac{E_e}{E_t} = \frac{25360 \text{ kWh}}{96865 \text{ kWh}} = 26,2\% \quad (16)$$

La gráfica representa el nivel de producción por parte del grupo electrógeno para las distintas horas del día. En el caso del sistema diésel, funcionará a mayor potencia en las horas de mayor demanda, que están representadas por una franja amarilla. Mientras que durante la noche la franja es negra, lo que corresponde a un nivel bajo de funcionamiento por parte del grupo electrógeno.

- Sistema híbrido:

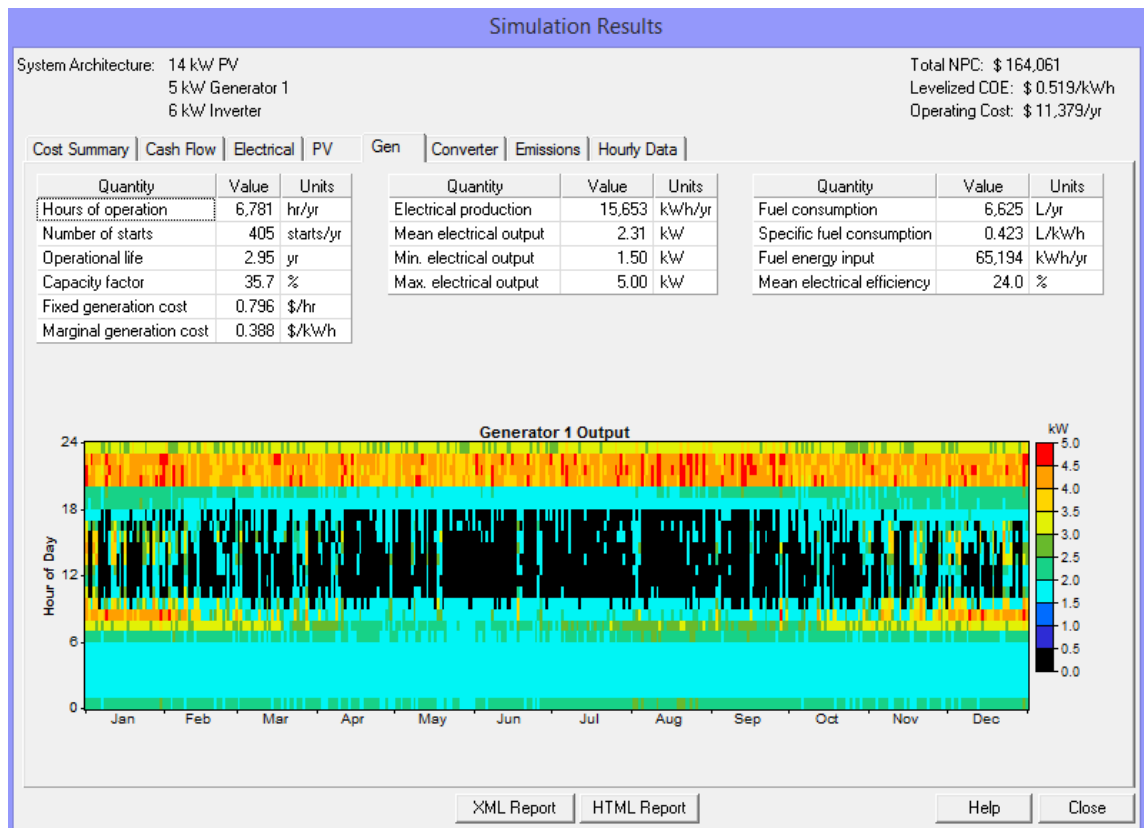


Figura 75 Generador sistema híbrido

Comparando los dos sistemas se pueden ver las diferencias en cuanto al funcionamiento del grupo electrógeno. En el sistema híbrido el grupo electrógeno ya no trabaja todo el año, sino que funciona 6781 horas al año, arrancando y apagándose 405 veces por año. La vida útil ha aumentado a 2,95 años por esta reducción en su tiempo de funcionamiento. La producción se ve reducida como consecuencia de tener otro sistema de generación, en este caso genera 15653 kWh, casi 10000 kWh menos que en el caso anterior. Esta reducción de generación se ve reflejada en el consumo, el generador gasta al año 6625 litros, ahorrándose más de 3000 litros al año, con un consumo específico 0,423 L/kWh.



**Instalación fotovoltaica:**

- Sistema híbrido:

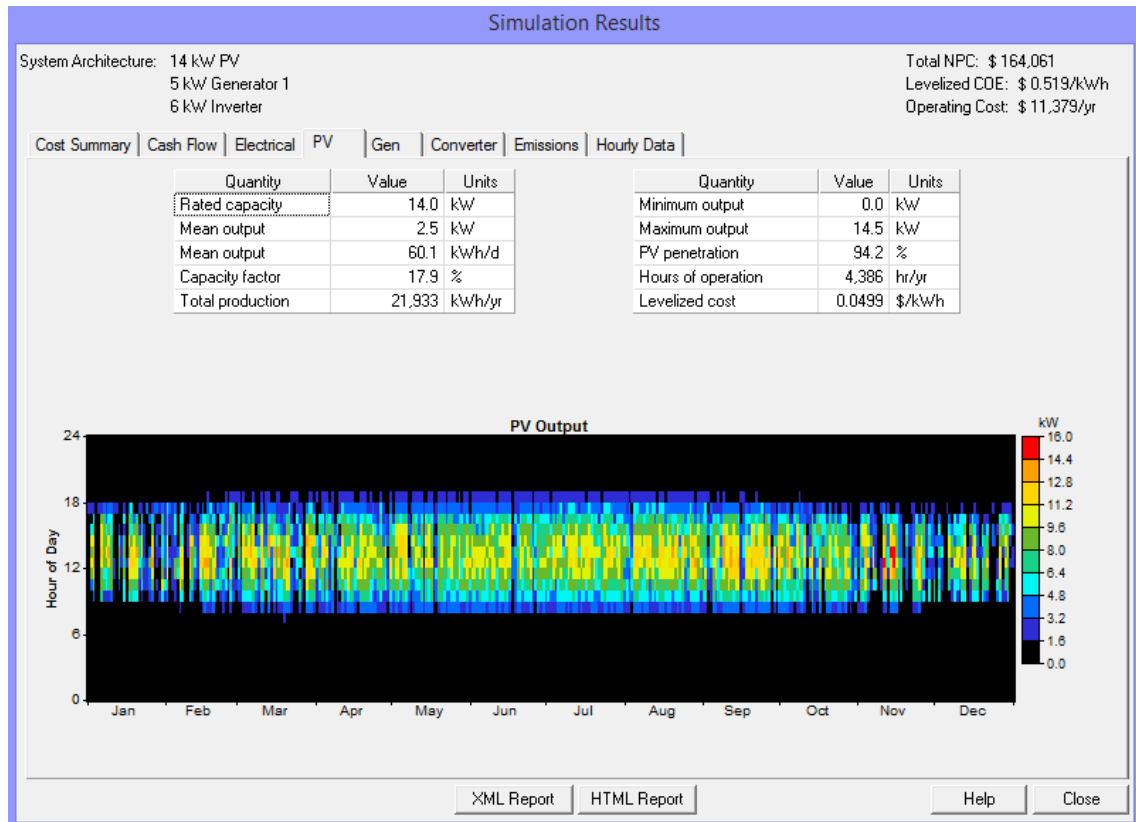


Figura 76 Instalación fotovoltaica

La figura 76 muestra un análisis del comportamiento de la instalación fotovoltaica en el sistema híbrido. Si nos fijamos en el gráfico, vemos cómo las franjas negras que correspondan con una salida de potencia cero están en las horas nocturnas, mientras que durante el día siempre hay generación por parte de los paneles fotovoltaicos. La potencia media de salida es de 2,5 kW, llegando a alcanzar a veces los 14,5 kW, aunque nunca se aprovechan del todo ya que el sistema no cuenta con sistemas de almacenamiento. La penetración fotovoltaica alcanza el 94,2%, lo que permite un total de horas de operación al año de 4386. El coste del kWh es de 0,0499 \$/kWh, un coste bastante pequeño si lo comparamos con el del grupo electrógeno que era de 0,388\$/kWh.

**Convertidor:**

- Sistema híbrido:

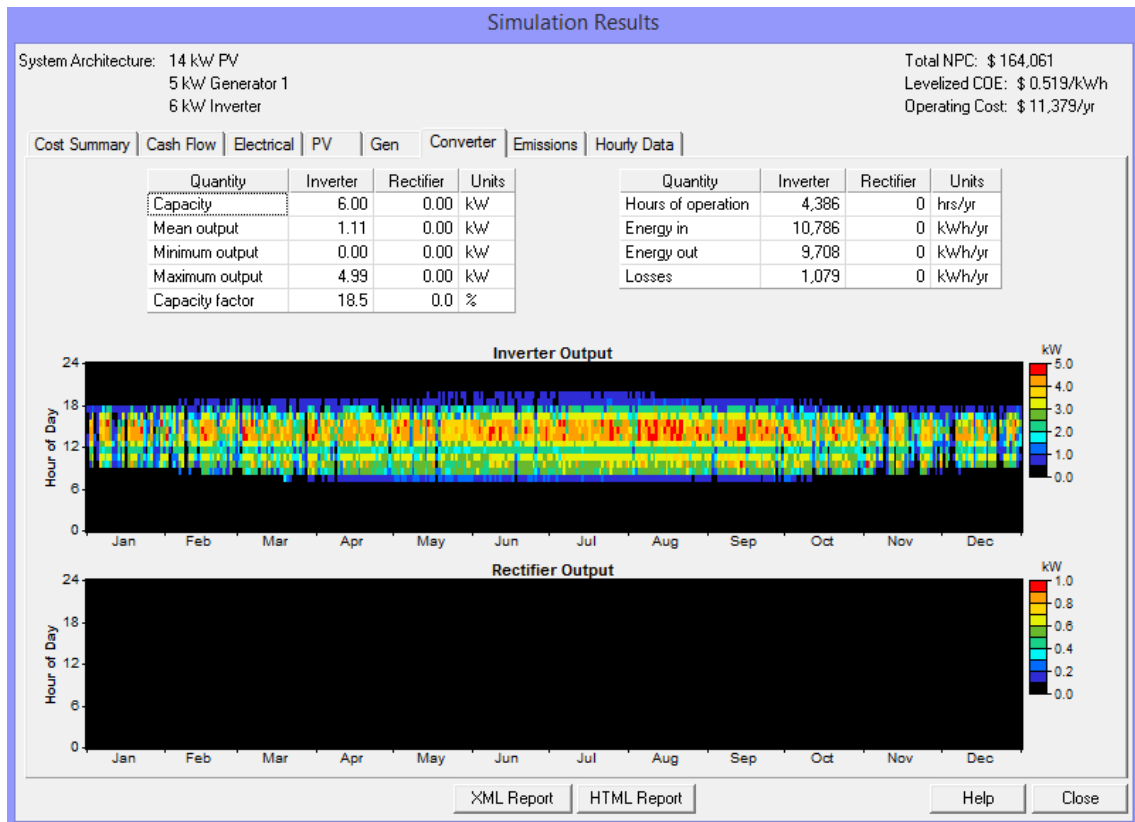


Figura 77 Convertidor

Al igual que pasa con la instalación fotovoltaica, el convertidor opera en horas diurnas que es cuando hay mayor penetración fotovoltaica. En la figura 77 se muestran dos gráficas, la primera corresponde al convertidor trabajando como inversor, es decir, pasando corriente continua a corriente alterna, que es como va a trabajar en el sistema. La segunda gráfica corresponde al funcionamiento como rectificador, en el sistema no es necesario pasar corriente alterna a continua por lo tanto nunca va a trabajar de esta forma, además, al definir los parámetros del convertidor se anuló la posibilidad de rectificar corriente. Las horas de operación coinciden con las horas de operación de la instalación fotovoltaica, 4386 horas. A lo largo de un año los paneles inyectan una energía de 10786 kWh en el convertidor y éste consigue obtener una energía de salida ya en corriente alterna de 9708 kWh, es decir, las pérdidas del convertidor ascienden a 1079 kWh. Si dividimos la energía de salida entre la energía de entrada se obtiene el rendimiento:

$$\eta = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{9708}{10786} = 0,9 \quad (17)$$

El rendimiento es del 90%.

**Emisiones:**

- Sistema diésel:

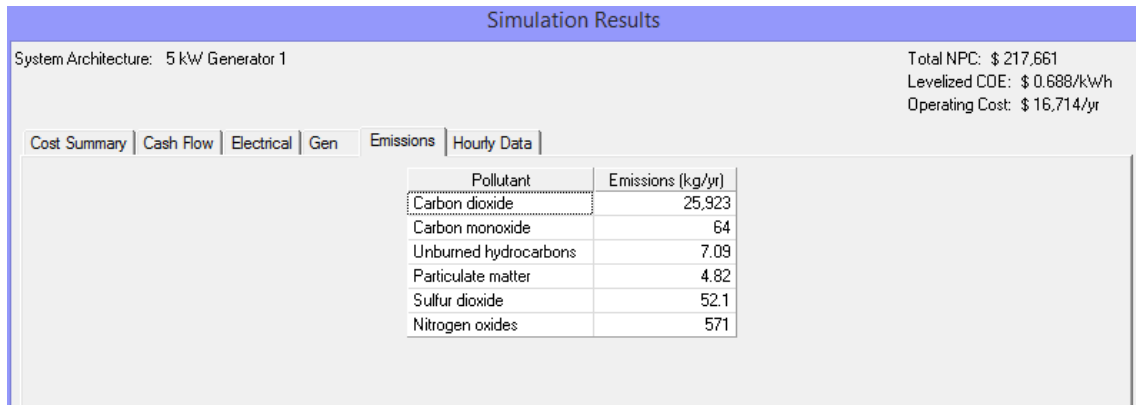


Figura 78 Emisiones sistema diésel

- Sistema híbrido:

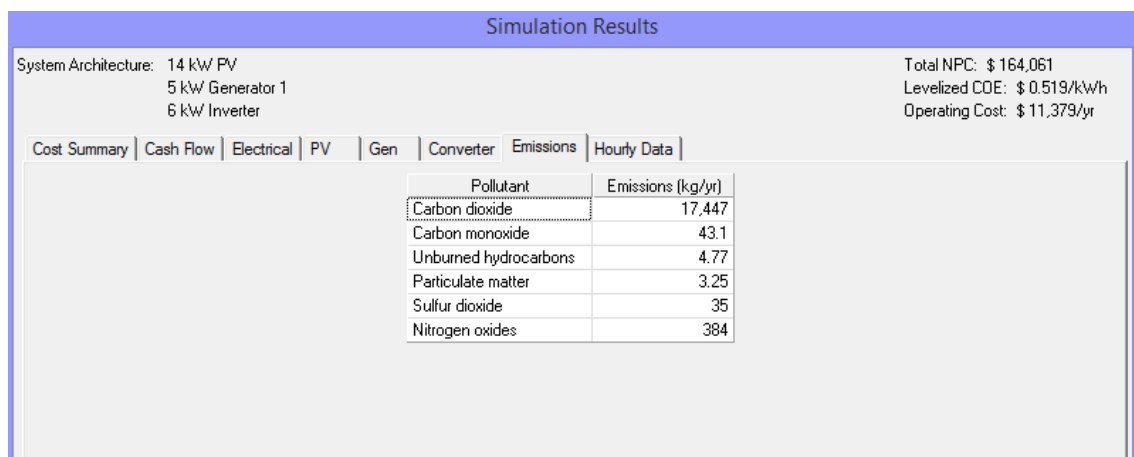


Figura 79 Emisiones sistema híbrido

Comparando las emisiones de los dos sistemas se ve claramente que el sistema híbrido produce menos gases contaminantes por el hecho de utilizar un sistema de generación renovable que no produce contaminación. La reducción más importante que se consigue en el sistema híbrido es la de dióxido de carbono, ya que se emite un 30% menos. Si a esto le añadimos que existen penalizaciones por las cantidades de gases contaminantes que emiten los sistemas de generación tenemos otro punto a favor ya que además de más cuidadosos con el medioambiente conseguimos ahorrar el coste de estas emisiones.

**Reparto de potencia:**

Por último, vamos a ver como el sistema reparte la producción de potencia, de manera que en los momentos en los que el sistema es capaz de producir más energía solar, se reduce la energía generada por el grupo electrógeno.

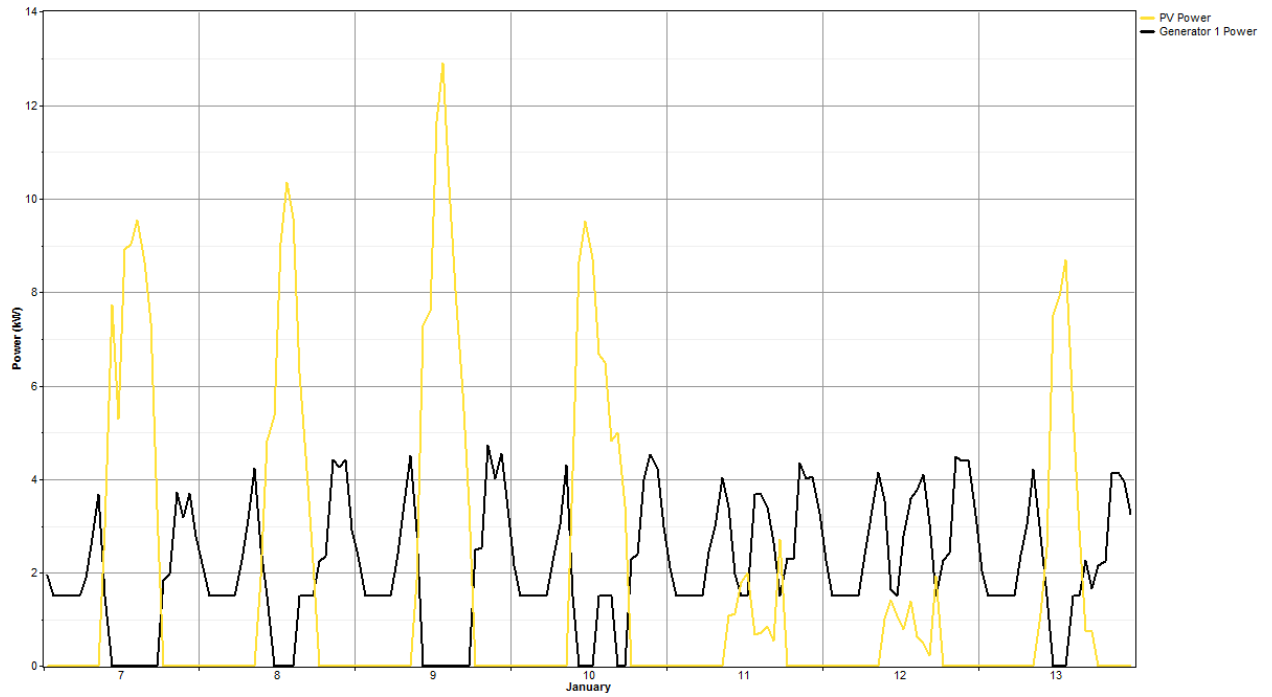


Figura 80 Potencia-tiempo (enero)

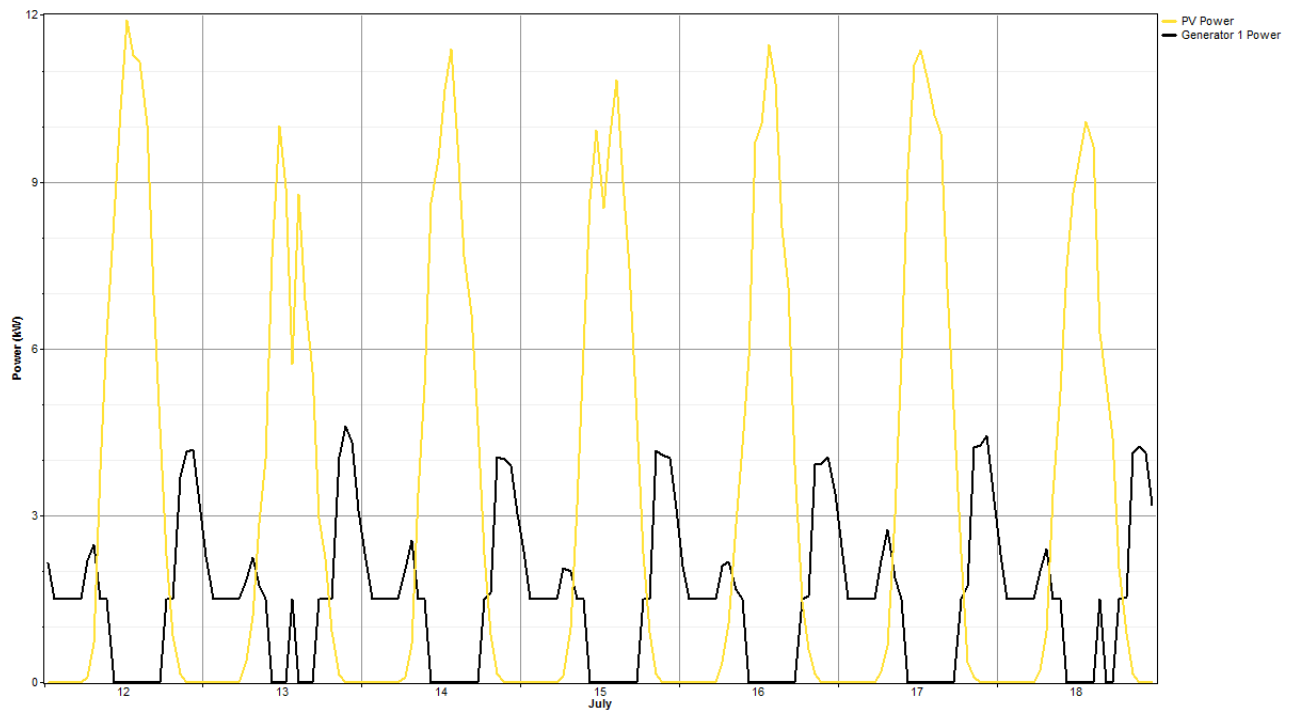


Figura 81 Potencia-tiempo (julio)

La curva negra representa la potencia generada por el grupo electrógeno y la curva amarilla representa la potencia generada por parte de la instalación fotovoltaica. En el eje de abscisas vienen representados los días del mes y en el eje de ordenadas la potencia en kW. Se ha escogido el mes de enero y el de julio por ser el primero un mes con poca radiación solar y el segundo un mes en el que ésta alcanza valores muy altos.

En las figuras 79 y 80 se aprecia muy bien cómo se van alternando la producción de potencia por parte del generador y de los paneles fotovoltaicos. Cuando la irradiación es alta, los paneles son capaces de producir suficiente potencia como para abastecer la demanda y el grupo electrógeno baja su producción. Por el contrario, como se puede ver en los días 11 y 12 de enero, tenemos una radiación baja y es el generador el que se encarga de satisfacer la demanda. En algunos momentos se alcanzan picos de potencia fotovoltaica, es aquí cuando se produce un exceso de producción y si tuviéramos un banco de baterías se utilizaría esta energía para cargar las baterías, al no ser así en este caso, esa energía se pierde.

# **CAPÍTULO 5: CONCLUSIÓN**

A lo largo de todo el trabajo se ha explicado el funcionamiento de un sistema híbrido diésel-fotovoltaico, los tipos que hay y sus diferentes configuraciones. Además, en el capítulo 3 se ha estudiado una parte fundamental del sistema, el Gestor Energético, al que podríamos denominar como el cerebro del mismo. Pero es en el capítulo 4, con la simulación en el programa HOMER y comparando un sistema híbrido con un sistema diésel cuando se aprecian los resultados sacando varias conclusiones.

La primera de ellas es que a lo largo de un año con el sistema diésel se necesitan 9844 L de combustible mientras que con el sistema híbrido diésel-fotovoltaico se necesitan 6625 L. Esto supone un ahorro de 3219 L al año, más de un 30%, y si tenemos en cuenta que la mayor parte de los gastos del sistema la forma los costes del combustible, conseguimos un ahorro importante y en una inversión como ésta a 25 años acabamos ahorrando 80475 L de combustible.

Una consecuencia directa de este ahorro de costes en combustible es que el precio del kWh es menor en el sistema híbrido, algo lógico si tenemos en cuenta que la instalación fotovoltaica apenas tiene costes de mantenimiento y el único gasto es la inversión inicial. Además, el generador trabaja menos tiempo y aparte del ahorro en combustible que esto supone también permite alargar la vida útil del equipo, por lo que se necesitarán menos recambios y reducirá costes de mantenimiento.

Otra ventaja de utilizar un sistema híbrido es que emites menos gases contaminantes a la atmósfera, que aparte de reducir la contaminación, también reduce la posible sanción ya que en muchos países se pagan multas por toneladas de  $CO_2$  emitidas.

Energéticamente, los dos sistemas son capaces de satisfacer la demanda, que es de 24749 kWh/año. En caso del sistema diésel el 100% de la energía es generada por el grupo electrógeno mientras que en caso del sistema híbrido el 58% de la energía generada proviene de la instalación fotovoltaica y el 42% del generador diésel. Aunque en verdad no toda la energía producida por los paneles fotovoltaicos es aprovechada ya que en ocasiones supera a la demanda, y al no disponer de un sistema de almacenamiento, esa energía se pierde. En realidad, de los 24749 kWh/año que demanda la vivienda, se cubre un 36,75% con energía fotovoltaica, el resto lo cubre el grupo electrógeno. Aun así, es un porcentaje bastante elevado que como se verá a continuación reduce considerablemente los costes del sistema.

El único aspecto negativo que tienen los sistemas híbridos es la inversión inicial, que es muy elevada en comparación con la de un sistema diésel, pero analizando los flujos de caja vemos que esta inversión se recupera en pocos años. En la tabla 4 se pueden ver los flujos de caja del ejemplo utilizado en la simulación para los cuatro primeros años:

	Año 0		Año 1		Año 2		Año 3		Año 4	
	Flujo caja	Total	Flujo caja	Total	Flujo caja	Total	Flujo caja	Total	Flujo caja	Total
Diésel	-4000	-4000	-15500	-19500	-15500	-35500	-18500	-53500	-15500	-69000
Híbrido	-18500	-18500	-10500	-29000	-10500	-39500	-13500	-53000	-10500	-63500

Tabla 4 Flujo caja, coste del sistema

En la tabla se ve que en los dos primeros años el coste del sistema diésel es menor pero a partir del tercer año es cuando el sistema híbrido empieza a ser más rentable y recupera la inversión inicial. Teniendo en cuenta que el proyecto tiene una duración de 25 años y que a partir del tercer año estamos ahorrando dinero se puede concluir que la opción de instalar un sistema híbrido es mejor en todos los aspectos, tanto económicamente como medioambientalmente, como energéticamente.

La comparación total de costes del sistema depende del precio del combustible, en la simulación se dio varios valores al coste del combustible con el objetivo de ver que influencia tenía en el coste final. Analizando los resultados obtenemos lo siguiente:

Coste combustible (\$/L)	1	1,5	2
Coste sistema híbrido (\$)	121714	164061	206409
Coste sistema diésel (\$)	154742	217661	280581
Porcentaje ahorrado	21,34%	24,63%	26,44%

*Tabla 5 Coste Total del sistema en 25 años*

Como se puede ver en la tabla, el ahorro total de un proyecto a 25 años oscila entre un 21-27%. Cuanto mayor sea el precio del combustible mayor será el porcentaje que conseguimos ahorrar, pero aun así, siempre se consigue un ahorro importante por lo que se puede concluir que en comparación con un sistema diésel, el sistema híbrido diésel-fotovoltaico es económicamente más viable.



# ANEXOS

## ANEXO SMA: SMA FUEL SAVE CONTROLLER

### 6 Technical Data

#### 6.1 PV Main Controller Module

##### Mechanical Data

Width x height x depth	600 mm x 600 mm x 210 mm
Weight	30 kg
Degree of protection according to IEC 60529	IP65

##### Climatic Requirements

Operating temperature	– 10°C to +50°C
Humidity, non-condensing	5% to 95%
Maximum installation height above MSL	2,000 m

##### Voltage Supply

Voltage	110 V to 240 V
Frequency	50 Hz to 60 Hz
Maximum power	200 VA
Maximum back-up fuse	Miniature circuit-breaker 10 A, type B
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

##### Communication

Communication SMA Fuel Save Controller with power plant control, SCADA and remote monitoring	Modbus/TCP, HTTP, FTP via Ethernet 10 BASE-T, Ethernet 100 BASE-T(X)
Communication between the modules	Ethernet 100 BASE-FX or Ethernet 100 BASE-TX
Communication with Sunny Tripower*	Speedwire, 10/100 Mbit/s
Communication with Sunny Central	Ethernet, 100 BASE-FX or 100 BASE-TX**
Communication with genset control	Modbus/TCP via Ethernet 10 BASE-T or Ethernet 100 BASE-T(X)
Type of connection for Ethernet BASE-T(X)	RJ45
Type of connection for Ethernet BASE-FX	SC

\* Interface modules required

\*\* Optional

## Multifunctional Switching Inputs

Number	8
Terminal voltage at 0 mA	24 V
Maximum voltage drop at 10 mA	5 V
Connectable switches	Potential-free switches
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

## Multifunctional Switching Outputs

Number	4
Terminal voltage	Potential-free
Maximum of connectable switching voltage	250 V
Maximum signal current	6 A
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

## Visualisation/Web Interface

Visualisation and configuration interface	Ethernet interface for a Touch Web Panel or external computer with Internet browser
Access to visualisation and configuration interface	Local or remote
Recording of measured values	Instantaneous values every five seconds and mean values every five minutes
Real-time visualisation of predefined values	Yes
Recording of events	Logbook
Access to data	Via the integrated FTP server

## Compatibility

Compatibility with PV inverters	Sunny Central SCxxxCP Sunny Central SCxxxCP XT Sunny Tripower 10000TL** Sunny Tripower 12000TL** Sunny Tripower 15000TL** Sunny Tripower 15000TL Economic Excellence** Sunny Tripower 17000TL** Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence**
Maximum degree of penetration*	60%
Maximum number of handled gensets	5

\* Degree of penetration is the ratio (in per cent) of the total installed PV inverter power to the total maximum power of the gensets operated in parallel.

\*\* Interface module and SMA Speedwire/Webconnect data module are required.

## 6.2 Data Acquisition Module

### Mechanical Data

Width x height x depth	600 mm x 600 mm x 210 mm
Weight	30 kg
Degree of protection according to IEC 60529	IP65

### Climatic Requirements

Operating temperature	– 10°C to +50°C
Humidity, non-condensing	5% to 95%
Maximum installation height above MSL	2,000 m

### Voltage Supply

Voltage	110 V to 240 V
Frequency	50 Hz to 60 Hz
Maximum power	200 VA
Maximum back-up fuse	Miniature circuit-breaker 10 A, type B
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

### Communication

Communication between the modules	Ethernet 100 BASE-FX or Ethernet 100 BASE-TX
Type of connection for Ethernet BASE-T(X)	RJ45
Type of connection for Ethernet BASE-FX	SC

### Multifunctional Switching Inputs

Number	2
Terminal voltage at 0 mA	24 V
Maximum voltage drop at 10 mA	5 V
Connectable switches	Potential-free switches
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

### Switching Output of the Overvoltage Protection

Number	1
Terminal voltage	Potential-free
Maximum of connectable signal voltage	250 V
Maximum AC signal current	0.5 A
Maximum DC signal current	0.1 A
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

### Measurement Inputs

Number of voltage measuring inputs	4
Measurement range of the voltage measurement between phase conductor and neutral conductor	0 V to 300 V <sub>rms</sub>
Measurement range of the voltage measurement between phase conductor and phase conductor	0 V to 415 V <sub>rms</sub>
Resolution of voltage measurement	10 mV
Impedance	4 MΩ per phase conductor
Number of current measuring inputs	4
Current measurement range	0 A to 5 A
Resolution of current measurement	1 mA
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

## 6.3 Interface Module

### Mechanical Data

Width x height x depth	600 mm x 600 mm x 210 mm
Weight	30 kg
Degree of protection according to IEC 60529	IP65

### Climatic Requirements

Operating temperature	– 10°C to +50°C
Humidity, non-condensing	5% to 95%
Maximum installation height above MSL	2,000 m

### Voltage Supply

Voltage	110 V to 240 V
Frequency	50 Hz to 60 Hz
Maximum power	200 VA
Maximum back-up fuse	Miniature circuit-breaker 10 A, type B
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm <sup>2</sup> to 2.5 mm <sup>2</sup>

### Communication

Communication SMA Fuel Save Controller with power plant control, SCADA and remote monitoring	Modbus/TCP, HTTP, FTP via Ethernet 10 BASE-T, Ethernet 100 BASE-T(X)
Communication between the modules	Ethernet 100 BASE-FX or Ethernet 100 BASE-TX
Communication with Sunny Tripower	Speedwire, 10/100 Mbit/s
Type of connection for Ethernet BASE-T(X)	RJ45
Type of connection for Ethernet BASE-FX	SC

### Visualisation/Web Interface

Visualisation and configuration interface	Ethernet interface for a Touch Web Panel or external computer with Internet browser
Access to visualisation and configuration interface	Local or remote

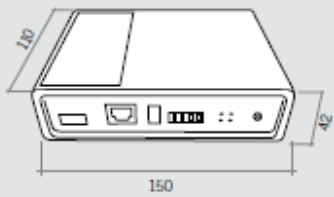
### Compatibility

Compatibility with PV inverters	Sunny Tripower 10000TL* Sunny Tripower 12000TL* Sunny Tripower 15000TL* Sunny Tripower 15000TL Economic Excellence* Sunny Tripower 17000TL* Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence*
---------------------------------	--

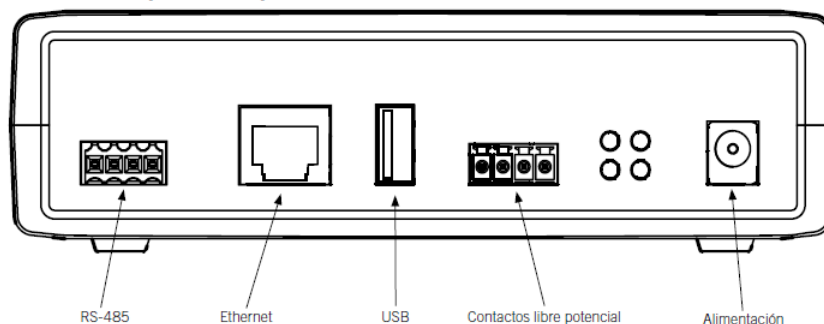
\* SMA Speedwire/Webconnect data module is required.

## ANEXO INGTEAM: INGECOM EMS MANAGER

### 2.3. Tabla de características

	EMS Manager
<b>Suministro de potencia</b>	
Tensión de entrada	100 – 240 VAC
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Consumo de potencia	5 – 8 W
<b>Conectividad</b>	
Ethernet	1
RS-485	1
USB	1
Contactos libre potencial	2 x (250 V, 6 A)
<b>Interfaz de comunicación con otros equipos</b>	
Inversores de Ingteam	Ethernet
Vatímetro	RS-485
Sistema de monitorización	Ethernet
<b>Datos Generales</b>	
Temperatura de funcionamiento	-20 °C – 70 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 – 95 %
Grado de protección	IP20
Grado de contaminación	3
<b>Dimensiones y peso (mm)</b>	
280 g	
	

### 2.4. Descripción de puntos de conexión



## ANEXO POWER ELECTRONICS: FREESUN PPC

# PPC | Technical Characteristics

GENERAL DATA	Dimensions (WxDxH)	265 x 146 x 66 mm
	Weight	635g
	Enclosure	2mm Steel
	Mounting system	DIN35 rail, wall mounting anchorages
	Compatible Inverters	Freesun HE and PCS by Power Electronics
POWER SUPPLY	Voltage, Consumption, Freq.	100Vac -240 VAC , 100mA, 50Hz-60Hz
	Socket	C type
DIGITAL INPUTS	4 x Digital Inputs: Programmable Inputs and active high (24Vdc). Optically Isolated	
COMMUNICATIONS [1]	1 x RS485 Port	3 wires (GND,A,B), Modbus RTU
	1 x USB Port	PC connectable using a master Modbus configurator (ModScan or similar). Reserved for TS.
	1 x CAN Port	3 wires (LO,GND, HI), Modbus RTU
	1 x Ethernet Port (RJ45)	Modbus TCP/IP
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	Operation Temperature	0 - 50°C (32°-128°F)
	Altitude	< 2000m above sea level
	Storage temperature	-20 - 80°C (-4°-176°F)
	Humidity	5 - 95% (non-condensing)
	Degree of protection	IP20
CERTIFICATES	CE	
OTHERS	Web interface for local and remote monitoring	
	Customised solution	

[1] Communication parts can be customized depending on PV plant design without prior notice.

### PLUG AND PLAY

Facilities with a high load profile that are considering a progressive PV penetration in their off-grid power supply are able to install the Freesun HE solar Inverters without any additional control, measurement or communication hardware. The GenSet acts as the main governor of the system running under normal operation mode by balancing the power through the variation of the grid frequency (ISO8528-5:2005). The HEC Inverter, coupled by the AC bus, monitors the frequency and adjusts its power injection in order to both maximize the fuel saving, and to ensure minimum GenSet load and spinning reserve. Additionally, dynamic grid support features can be programmed to enhance your plant power quality.

- Compatible with new and retrofit projects
- Scalable system
- No additional hardware
- PV penetration depends on the load profile





## REFERENCIAS

- [1] Proinso , empresa de instalaciones fotovoltaicas: [www.proinso.net](http://www.proinso.net)
- [2] Apuntes de la asignatura: Generación eólica y fotovoltaica “Mónica Chinchilla”
- [3] M. Alonso Abella, *Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*, Ed.AMV 2006
- [4] Universidad de Jaen:  
[http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/4\\_mapa.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/4_mapa.htm)
- [5] ARE: Alliance for Rural Electrification: <http://www.ruralelec.org/>
- [6] EPIA: European Photovoltaic Industry Association: <http://www.ruralelec.org/>
- [7] Sistemas híbridos fotovoltaicos aislados: soluciones técnicas “Vicente Salas”
- [8] CIEMAT: [http://api.eoi.es/api\\_v1\\_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf](http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf)
- [9] SMA: empresa especializada en tecnología solar: [www.sma-iberica.com](http://www.sma-iberica.com)
- [10] Ingeteam: empresa especializada en ingeniería eléctrica: [www.ingeteam.com/](http://www.ingeteam.com/)
- [11] ATA Technical Advisors: empresa del sector de energías renovables:  
<http://www.astromta.com/Inicio.aspx>
- [12] Power electronics: empresa especializada en electrónica de potencia:  
<http://www.power-electronics.com/450.html?Espa%C3%B1ol>
- [13] Self-consumption in Spain, “Vicente Salas”, 18 abril 2014
- [14] Homer energy: empresa que desarrolla el software de simulación Homer:  
<http://www.homerenergy.com/>
- [15] Instituto Nacional de Meteorología: <http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/tablas-radiacion>

